



**TUGAS AKHIR - EE 184801**

**STUDI PERENCANAAN INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI  
KALIMANTAN SELATAN-TENGAH DAN KALIMANTAN  
BARAT SEBAGAI MASTERPLAN SAMPAI DENGAN TAHUN  
2050**

Zainal Muttaqin  
NRP 07111440000078

Dosen Pembimbing  
Ir. Sjamsjul Anam, MT.  
Ir. Sai'in, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019





**FINAL PROJECT - EE 184801**

**STUDY OF INTERCONNECTION FOR POWER  
GENERATION PLANNING IN SOUTH - CENTRAL  
KALIMANTAN AND WEST KALIMANTAN AS MASTER  
PLAN UNTILL 2050**

Zainal Muttaqin  
NRP 07111440000078

Advisor  
Ir. Sjamsjul Anam, MT.  
Ir. Sai'in, MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019



## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Perencanaan Interkoneksi Pembangkit Di Kalimantan Selatan-Tengah dan Kalimantan Barat Sebagai Masterplan Sampai Dengan Tahun 2050”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Januari 2019

Zainal Muttaqin  
NRP 07111440000078



**LEMBAR PENGESAHAN  
STUDI PERENCANAAN INTERKONEKSI PEMBANGKIT  
DI KALIMANTAN SELATAN-TENGAH DAN  
KALIMANTAN BARAT SEBAGAI MASTERPLAN SAMPAI  
DENGAN TAHUN 2050**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui,

Dosen Pembimbing I

Ir. Sjarifjul Anam, MT.  
NIP 196307251990031002

Dosen Pembimbing II

Ir. Saif'in, MT.  
NIP







# **STUDI PERENCANAAN INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI KALIMANTAN SELATAN- TENGAH DAN KALIMANTAN BARAT SEBAGAI MASTERPLAN SAMPAI DENGAN TAHUN 2050**

**Nama** : Zainal Muttaqin  
**Pembimbing I** : Ir. Sjamsjul Anam, MT.  
**Pembimbing II** : Ir. Sai'in, MT.

## **ABSTRAK**

Saat ini, permasalahan yang terjadi di daerah-daerah luar Jawa adalah pasokan daya listrik yang terbatas seperti yang terjadi pada Provinsi Kalimantan Selatan - Tengah dan Kalimantan Barat. Selain itu pertumbuhan beban tiap tahun pada provinsi tersebut terus meningkat. Menurut data dari RUPTL 2018-2027 rasio elektrifikasi untuk Provinsi Kalimantan Selatan - Tengah baru mencapai 81.075% sedangkan pada Provinsi Kalimantan Barat sebesar 86.03%. Dalam RUKN 2015-2034 pemerintah telah menargetkan bahwa pada tahun 2021 rasio elektrifikasi akan mencapai 100%. Demi mencapai hal tersebut penambahan kapasitas daya listrik dan transmisi sangat dibutuhkan. Provinsi Kalimantan Barat memiliki potensi energi primer meliputi batubara sebesar 160.6 juta ton sedangkan Provinsi Kalimantan Selatan - Tengah juga memiliki potensi energi primer seperti batubara sebesar 10.714 juta ton dan potensi air 920 MW. Untuk mendapatkan kapasitas pembangkit yang optimal dari tiap provinsi tersebut dibutuhkan sebuah sistem interkoneksi antar provinsi. Pada studi ini akan dilakukan simulasi perencanaan pengembangan pembangkit untuk melayani beban di provinsi Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Tengah sebagai *masterplan* sampai dengan tahun 2050. Diharapkan studi ini dapat menjadi salah satu acuan dalam merencanakan pembangunan pembangkit listrik di daerah Provinsi Kalimantan Selatan - Tengah dan Provinsi Kalimantan Barat dalam jangka panjang. Berdasarkan hasil simulasi didapatkan konfigurasi pembangkit sampai tahun 2050 sebesar 11,555 MW dengan keandalan sesuai kriteria yaitu 0.151 sampai 0.274 dan biaya total pengembangan pembangkit sebesar 21.790 juta dollar.

**Kata kunci** : Perencanaan pembangkit, Interkoneksi, WASP IV

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

# **STUDY OF INTERCONNECTION FOR POWER GENERATION PLANNING IN SOUTH -CENTRAL KALIMANTAN AND WEST KALIMANTAN AS MASTER PLAN UNTILL 2050**

**Name** : Zainal Muttaqin  
**1<sup>st</sup> Advisor** : Ir. Sjamsjul Anam, MT.  
**2<sup>nd</sup> Advisor** : Ir. Sai'in, MT.

## **ABSTRACT**

*Nowadays, the problems that occur in areas outside of Java are the increditation of electrical energy as happened in the provinces of South and Central Kalimantan and West Kalimantan, otherwise the demand from each province increasing every years. According to electrification ratio for the South - Central Kalimantan Province which has only reached 81.075% in West Kalimantan Province at 86 , 03%, in the draft of Rancangan Umum Ketenagalistrikan Nasional 2015-2034 (2015-2034 RUKN), the government has targetted that from 2021 the electrification ratio will reach 100%. In order to achieve these things, increasing capacity for electricity and transmission is needed. West Kalimantan Province has primary energy potential including coal of 160.6 million tons while the Province of South Kalimantan and Central also has the potential of primary energy such as coal at 10,714 million tons and water potential of 920 MW. To obtain optimal generating capacity from each province, an interconnection system between provinces is needed. In this study, a simulation of generator development planning will be carried out to serve the burden in the provinces of West Kalimantan, South Kalimantan and Central Kalimantan as a master plan until 2050. It is hoped that this study can be one of the references in planning the construction of power plants in the South - Central Kalimantan provinces and West Kalimantan Province in the long term. So in determining the generator configuration there is an additional power of 11,555 MW with reability in a years about 0.151 untill 0.274, and the cost value of planning generation is 21.790 dollars*

**Keywords** : Power Plant Planning, Interconnection, WASP IV

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul **“STUDI PERENCANAAN INTERKONEKSI PEMBANGKIT DI KALIMANTAN SELATAN-TENGAH DAN KALIMANTAN BARAT SEBAGAI MASTERPLAN SAMPAI DENGAN TAHUN 2050”**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Dengan selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya sehingga dapat menyelesaikan buku Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua, kakak, adik, dan keluarga penulis yang selalu memberikan doa dan semangat hingga sampai sekarang.
3. Bapak Ir. Sjamsjul Anam, MT. dan Ir sai'in, MT. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Seluruh teman –teman yang telah banyak membantu yaitu Imam, Banu, Farhan, Bories, dan juga teman – teman PMKTR yang telah memberikan semangat maupun doanya.
5. Teman-teman seperjuangan e54 yang telah menemani dan memberikan dukungan selama masa kuliah sampai penyusunan tugas akhir ini.

Penulis telah berusaha maksimal dalam penyusunan tugas akhir ini. Namun tetap besar harapan penulis untuk menerima saran dan kritik untuk perbaikan dan pengembangan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat memberikat manfaat yang luas.

Surabaya, Desember 2018

Penulis

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vii
KATA PENGANTAR .....	ix
DAFTAR ISI .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xv
DAFTAR TABEL .....	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	2
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Metodologi .....	3
1.5 Sitematika Pembahasan .....	4
1.6 Relevansi dan Manfaat .....	5
BAB 2 DASAR TEORI .....	7
2.1 Analisis Ekonomi .....	7
2.2 Pembangkit Listrik .....	9
2.2.1 Pembangkit Listrik tenaga Uap (PLTU) .....	9
2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) .....	9
2.2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap (PLTGU) .....	10
2.2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Air .....	10
2.2.5 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) .....	11

2.3 Perencanaan Pembangkit .....	12
2.3.1 Perkiraan Kebutuhan Energi.....	12
2.3.2 Perkiraan kebutuhan listrik .....	12
2.3.3 Biaya Pokok Pembangkitan .....	12
2.4 Parameter Pembangkitan Tenaga Listrik .....	13
2.4.1 Faktor Beban.....	13
2.4.2 Faktor Kapasitas .....	13
2.4.3 Force Outage Range (FOR) .....	14
2.5 Parameter Optimasi Pembangkit .....	14
2.5.1 Keandalan Sistem .....	14
2.5.2 Energy Not Serve (ENS) .....	15
2.5.3 Nilai sisa ( <i>salvage value</i> ).....	15
2.5.4 <i>Reserve Margin</i> .....	15
2.6 Sistem Interkoneksi Pembangkit.....	16
2.6.1 Cadangan Berputar ( <i>spinning reserve</i> ) .....	16
2.6.2 Neraca Energi .....	16
2.7 Wein Automatic System Planning IV (WASP IV) .....	16
2.7.1 <i>Common case</i> .....	17
2.7.2 <i>Load system</i> (LOADSY).....	17
2.7.3 <i>Fix system</i> (FIXSYS).....	18
2.7.4 Variable System (VARSYS) .....	20
2.7.5 <i>Configuration Generator</i> (CONGEN).....	21
2.7.6 <i>Merge and Simulate</i> (MERSIM).....	22
2.7.7 <i>Dynamic Programming Optimization</i> (DYNPRO).....	22
2.7.8 Report Writer of WASP in a Batched Environment (REPROBAT) .....	23



2.7.9 Alur Kerja WASP IV .....	24
<b>BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PROVINSI KALIMANTAN SELATAN – TENGAH DAN KALIMANTAN BARAT .....</b>	<b>27</b>
3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat .....	27
3.1.1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat .....	27
3.1.2 Potensi Energi Primer Kalimantan Barat .....	29
3.1.3 Pengembangan Pembangkit .....	29
3.1.4 Beban Harian Kalimantan Barat .....	29
3.1.5 Sistem Interkoneksi Sarawak (Malaysia).....	30
3.2 Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah....	30
3.2.1 Pembangkit Eksisting Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.....	32
3.2.2 Potensi Energi Primer Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.....	33
3.2.3 Beban Harian sistem Kelistrikan Kalselteng .....	34
3.2.4 Pengembangan Pembangkit Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	35
3.3 Interkoneksi Kalimantan Selatan dan Kalimantan tengah.....	35
<b>BAB 4 Simulasi dan Analisis Perencanaan Interkoneksi Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan-Tengah dan Kalimantan Barat tahun 2021 – 2050 .....</b>	<b>37</b>
4.1 Data Prakiraan Beban Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat tahun 2021 – 2050 .....	37
4.2 Data Pembangkit Eksisting Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat. ....	39
4.3 Jenis Pembangkit yang direncanakan. ....	40
4.4 Simulasi Perencanaan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat .....	43

4.4.1 Asumsi Simulasi .....	43
4.4.2 Konfigurasi Pembangkit .....	44
4.4.3 Optimasi Perencanaan Pembangkit .....	44
4.5 Perencanaan Pembangkit Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah Pada Tahun 2021 – 2050 .....	45
4.5.1 Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Barat .....	45
4.5.2 Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan – Tengah .....	47
4.5.3 Perencanaan Interkoneksi Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat .....	49
4.6 Jaminan ketersediaan Energi .....	52
4.7 Pembangunan Pembangkit per Sistem Kelistrikan Kalbar dan Kalselteng .....	54
4.8 Biaya ,Indeks keandalan, dan Reserve Margin Pengembangan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng .....	57
4.9 Analisa Transfer Daya Sistem Interkoneksi Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat .....	60
BAB 5 PENUTUP .....	63
5.1 Kesimpulan .....	63
5.2 Saran .....	64
DAFTAR PUSTAKA .....	65
LAMPIRAN .....	67
BIOGRAFI PENULIS .....	79

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Common Case Data .....	17
<b>Gambar 2.2</b> Modul LOADSY .....	18
<b>Gambar 2.3</b> modul FIXSYS .....	19
<b>Gambar 2.4</b> Modul VARSYS .....	20
<b>Gambar 2.5</b> Modul COGEN.....	21
<b>Gambar 2.6</b> Modul MERSIM .....	22
<b>Gambar 2.7</b> Modul DYNPRO .....	23
<b>Gambar 2.8</b> Alur Kerja WASP IV .....	24
<b>Gambar 3.1</b> Peta Kelistrikan Kalimantan Barat.....	28
<b>Gambar 3.2</b> Beban Puncak Harian Sistem Kalbar Tahun 2014.....	30
<b>Gambar 3.3</b> Peta Kelistrikan Kalimantan Tengah .....	31
<b>Gambar 3.4</b> Peta Kelistrikan Kalimantan Barat.....	31
<b>Gambar 3.5</b> Grafik Beban Harian sistem kalseltengTahun 2014.....	34
<b>Gambar 4.1</b> Kurva LDC Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan barat .....	38
<b>Gambar 4.2</b> Kurva Beban Puncak Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat.....	39
<b>Gambar 4.3</b> Analisis Pembangkit Eksisting Selama Masa Penelitian. .....	40
<b>Gambar 4.4</b> <i>Screening Curve</i> pembangkit yang direncanakan .....	42
<b>Gambar 4.5</b> Neraca daya sistem kalbar .....	47
<b>Gambar 4.6</b> Neraca Daya Sistem Kalselteng .....	49
<b>Gambar 4.7.1</b> Pengembangan Kapasistas Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.....	50
<b>Gambar 4.7.2</b> Pengembangan Kapasistas Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng .....	50
<b>Gambar 4.8</b> Neraca Daya Sistem Interkoneksi Kalbarselteng perjenis pembangkit.....	51
<b>Gambar 4.9</b> Kebutuhan Energi Primer BBM sistem kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah.....	52
<b>Gambar 4.10</b> Kebutuhan Energi Primer Batubara Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah .....	53
<b>Gambar 4.11</b> Kebutuhan Energi Primer LNG Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah.....	54
<b>Gambar 4.12</b> Indeks Keandalan Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.	59
<b>Gambar 4.13</b> Reserve Margin Sistem Interkoneksi Kalbarselteng ....	59

<b>Gambar 4.14</b>	Grafik kebutuhan daya dan kemampuan transfer daya Sistem Interkoneksi Kalbarselteng .....	60
--------------------	--	----

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b>	Pembangkit Eksisting Provinsi Kalimantan Barat.....	27
<b>Tabel 3.2</b>	Pengembangan Pembangkit Kalimantan Barat .....	29
<b>Tabel 3.3</b>	Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan .....	32
<b>Tabel 3.4</b>	Pembangkit Eksisting Kalimantan Tengah.....	32
<b>Tabel 3.5</b>	Potensi Batubara Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	33
<b>Tabel 3.6</b>	Potensi Gas dan Air Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	34
<b>Tabel 3.7</b>	Pengembangan Pembangkit Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah .....	35
<b>Tabel 4.1</b>	Peak load Ratio.....	37
<b>Tabel 4.2</b>	Jenis – Jenis Pembangkit <i>Thermal</i> yang direncanakan.....	41
<b>Tabel 4.3</b>	Jenis – Jenis Pembangkit <i>Hydro</i> yang direncanakan .....	41
<b>Tabel 4.4</b>	Asumsi <i>Capital cost tiap pembangkit</i> .....	43
<b>Tabel 4.5</b>	Data life time, Capital Cost, Construction Time, Life time, dan IDC setiap pembangkit .....	44
<b>Tabel 4.6</b>	Pengembangan Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat..	46
<b>Tabel 4.7</b>	Pengembangan Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan – Tengah .....	48
<b>Tabel 4.8</b>	Rencana Penempatan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.....	55
<b>Tabel 4.9</b>	Biaya dan Indeks Keandalan Pengembangan Pembangkit Sistem Kalbarselteng.....	57

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Energi listrik sangat berperan penting di dalam kehidupan manusia, namun di beberapa daerah masih mengalami pasokan daya listrik yang terbatas. Seperti yang terjadi di Provinsi Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat. Permasalahan yang terjadi di Provinsi Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat disebabkan oleh pasokan daya yang terbatas dan juga pertumbuhan beban tiap tahunnya pada Provinsi tersebut.

Data pada tahun 2017 Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah memiliki rasio elektrifikasi sebesar 81,075% sedangkan Provinsi Kalimantan Barat sebesar 86,03% [1]. Provinsi Kalimantan Barat masih banyak pembangkit yang menggunakan bahan bakar minyak bumi sehingga biaya produksi menjadi lebih mahal. Selain itu keandalan dari pembangkit relatif rendah diakibatkan oleh umur dari mesin diesel sudah tua.

Pemerintah melalui PLN telah merencanakan peningkatan kapasitas pasokan listrik dan menargetkan rasio elektrifikasi akan mencapai 100% pada tahun 2021 [2], sesuai yang tertulis didalam Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2015-2034 (RUKN 2015-2034). Oleh sebab itu, pemerintah terus melakukan pembangunan proyek-proyek kelistrikan untuk mencapai target yang telah ditentukan, hal ini bertujuan untuk mengatasi permasalahan pasokan daya listrik yang terbatas dan pertumbuhan beban yang terus meningkat di daerah Provinsi Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat.

Dalam merencanakan pembangunan suatu pembangkit salah satu yang perlu diketahui adalah potensi-potensi yang ada di daerah tersebut, potensi yang ada sangat berpengaruh terhadap optimalnya pembangkit yang akan dibangun. Potensi sumber energi primer yang terdapat di Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah berupa potensi batubara sebesar 10.714 juta ton dan potensi tenaga air sebesar 920 MW sedangkan pada Provinsi Kalimantan Barat memiliki potensi batubara

sebesar 160.6 juta ton [3]. Melihat dari potensi sumber energi primer yang ada di Provinsi Kalimantan selatan - tengah perencanaan pembangkit yang dapat dibangun adalah PLTU sebagai pembangkit tenaga listrik jenis energi tidak terbarukan dan PLTA sebagai pembangkit tenaga listrik energi terbarukan.

Untuk menghasilkan sistem yang optimum dibutuhkan sistem interkoneksi antar provinsi untuk mendapatkan total biaya penyediaan listrik termurah (*net present value*), menghasilkan tingkat keandalan sistem yang lebih baik, dan cadangan yang tersedia dapat digunakan secara bersama. Adapun sistem interkoneksi ini membantu transfer daya kepada provinsi yang pasokan listriknya tidak mencukupi ataupun disebut dengan defisit.

Berdasarkan data yang ada, dibutuhkan suatu studi untuk merencanakan penambahan kapasitas pembangkit yang ada pada provinsi Kalimantan selatan, Kalimantan tengah dan Kalimantan Barat dengan mempertimbangkan potensi energi yang ada. Perencanaan tersebut memperhatikan beberapa aspek seperti biaya kapital, biaya bahan bakar, dan biaya operasi dan pemeliharaan sehingga menghasilkan nilai total biaya yang rendah (*least cost*) atau ekonomis, studi ini akan dilakukan dengan menggunakan bantuan software WASP (*Wein Automatic System Planning*)

## **1.2 Permasalahan**

1. Keterbatasan pasokan daya dan porsi penggunaan BBM masih cukup besar di sistem kelistrikan Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan terutama di Kalimantan Barat.
2. Pertumbuhan kebutuhan listrik jangka panjang sampai dengan tahun 2050 di ketiga Provinsi tersebut diperkirakan masih cukup tinggi.
3. Energi primer seperti batubara, air dan gas, masih banyak tersedia di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, serta belum sepenuhnya dimanfaatkan.
4. Biaya pokok penyediaan masih tinggi dan bisa diturunkan jika pembangkit dikembangkan dalam kerangka interkoneksi Kalimantan Selatan - Tengah dengan Kalimantan Barat.



### 1.3 Tujuan

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk:

1. Periode jangka pendek, yaitu mengatasi keterbatasan pasokan daya dan menurunkan porsi penggunaan BBM untuk pembangkit listrik di Kalimantan Barat, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan.
2. Merencanakan pengembangan kapasitas pembangkit listrik yang optimal untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus tumbuh hingga tahun 2050 di ketiga provinsi tersebut diatas.
3. Memanfaatkan potensi sumber energi primer yang ada di Provinsi Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat dalam perencanaan pembangunan pembangkit.
4. Mendapatkan total biaya penyediaan listrik termurah melalui analisa pengembangan pembangkit sistem interkoneksi Kalimantan Selatan-Kalimantan Tengah dengan Kalimantan Barat, sehingga diperoleh biaya pokok penyediaan listrik yang lebih rendah.

### 1.4 Metodologi

Metodologi yang digunakan pada penelitian ini dapat dijabarkan sebagai berikut:

a) Studi Literatur

Mempelajari tentang pembangkit tenaga listrik, potensi-potensi yang ada di Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah, dan Kalimantan Barat, perencanaan beban, dan analisa ekonomi terhadap perencanaan pembangunan pembangkit.

b) Pengumpulan Data

Mengumpulkan data-data yang dibutuhkan untuk menunjang perencanaan pembangunan pembangkit seperti data pembangkit yang sudah ada, potensi sumber energi primer.

c) Analisa Potensi Energi Primer

Menghitung banyaknya potensi energi primer yang dapat digunakan untuk diubah menjadi energi listrik dan menganalisa pembangunan pembangkit mana yang sesuai dengan potensi yang ada

d) Analisa Perencanaan Pembangkit Sistem Interkoneksi

Melakukan suatu perencanaan penambahan pembangkit dengan sistem Interkoneksi berdasarkan hasil

simulasi *Software* WASP untuk mendapatkan perencanaan yang optimal.

e) Kesimpulan dan Penulisan Tugas Akhir

Pada akhir penelitian akan diambil kesimpulan berdasarkan analisa yang telah dilakukan

## 1.5 Sitematika Pembahasan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut :

BAB 1 : Pendahuluan

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, permasalahan dan batasan masalah, tujuan, metode penelitian, sistematika penulisan, dan relevansi.

BAB 2 : Tinjauan Pustaka

Bab ini membahas tentang dasar teori dari perencanaan pembangkit dan interkoneksi sistem yang meliputi analisa ekonomi pembangkit, macam macam pembangkit, parameter pembangkit, perencanaan pembangkit, dan *software* WASP IV.

BAB 3 : Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat.

Bab ini menceritakan tentang keadaan sistem kelistrikan yang ada pada Provinsi Kalimantan Selatan, Provinsi Kalimantan Tengah dan Provinsi Kalimantan Barat baik dalam segi pembangkit yang ada, potensi energi primer yang ada dan sistem interkoneksi pada provinsi tersebut.

BAB 4 : Simulasi dan Analisis

Bab ini membahas tentang analisis dari perencanaan penambahan kapasitas pembangkit listrik, biaya penambahan pembangkit, pengaruh pembangkit yang sudah ada, pengaruh sistem interkoneksi terhadap transfer daya, dan ketersediaan energi primer sampai tahun 2050. Analisis tersebut akan disimulasikan dengan menggunakan *software* WASP IV.

BAB 5 : Penutup

Bab ini membahas mengenai kesimpulan dan saran yang bisa diambil dari pengujian yang telah dilakukan.

## **1.6 Relevansi dan Manfaat**

Tugas akhir ini relevan dengan bidang studi teknik sistem tenaga listrik karena membahas permasalahan perencanaan pengembangan pembangkitan. Penelitian diharapkan dapat memberikan manfaat, yaitu:

1. Menjadi salah satu referensi sebagai perencanaan potensi pembangkit yang ada di sistem kelistrikan Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Barat sampai tahun 2050.
2. Menjadi referensi bagi mahasiswa yang akan mengerjakan penelitian tentang perencanaan pembangkit.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## BAB 2 DASAR TEORI

### 2.1 Analisis Ekonomi

Untuk membangun sebuah pembangkit salah satu aspek yang harus dilihat adalah dari segi ke ekonomianya, karena setiap pembangkit memiliki harga listrik yang berbeda-beda, secara umum parameter yang digunakan untuk mengukur harga energi yaitu:

- a) biaya pembangkitan per kW
- b) biaya pengoperasian per kWh
- c) suku bunga
- d) umur operasi
- e) daya yang dibangkitkan.

Dengan menggunakan parameter yang ada di atas, maka dapat di cari harga tiap kWh yang di bangkitkan oleh pembangkit. Adapun metode yang digunakan untuk menghitung biaya modal pembangkitan yang dikeluarkan dalam pemanfaatan energi alternatif menjadi energi listrik yaitu menggunakan metode biaya pembangkitan tahunan [4].

Dalam melakukan optimasi biaya, Persamaan *objective function* yang ada pada *software* WASP IV sebagai berikut :

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{L}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t}] \dots\dots\dots(2.1)$$

a) *Capital Investment Cost (I) :*

$$\overline{I}_{j,t} = (1 + i)^{-t'} \times \sum [UI_k \times MW_k] \dots\dots\dots(2.2)$$

b) *Salvage Value (S) :*

$$\overline{S}_{j,t} = (1 + i)^{-T} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \dots\dots\dots(2.3)$$

c) *Fuel Cost (F) :*

$$\overline{F}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \alpha_h \times \omega_{j,t,h} \dots\dots\dots(2.4)$$

d) *Fuel Inventory Cost (L) :*

$$\overline{L}_{j,t} = [(1 + i)^{-t'} - (1 + i)^{-T}] \times \sum [UFIC_k \times MW_k] \dots\dots\dots(2.5)$$

e) *Operation and Maintenance Cost (M) :*  

$$\overline{M}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \Sigma [UFO \& M_l \times MW_l + UVO \& M_l \times G_{l,t}] \dots\dots\dots (2.6)$$

f) *Energy Not Serve (O) :*  

$$\overline{O}_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0,5} \times \Sigma_{h=1}^{NHYD} \left[ a + \frac{b}{2} \times \left( \frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left( \frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \dots\dots\dots (2.7)$$

Keterangan :

$UI_k = \text{Biaya Investasi perunit } k \text{ pembangkit} \left( \frac{\$}{kW} \right)$

$MW_k = \text{Kapasitas unit } k \text{ pembangkit (MW)}$

$\delta_{k,t} = \text{Faktor salvage value unit } k \text{ pada tahun } t$

$i = \text{Suku bunga}$

$t' = t + t_0 - 1$

$T' = T + t_0$

$T = \text{Jumlah periode perencanaan}$

$t = \text{Tahun perencanaan ke } - t$

$t_0 = \text{Jumlah tahun yang menjadi referensi perencanaan}$

$UFO \& M_l = \text{O\&M fix per unit pembangkit} \left( \frac{\$}{kWh} \right)$

$UVO \& M_l = \text{O\&M Variable per unit pembangkit} \left( \frac{\$}{MWh} \right)$

$G_{l,t} = \text{Jumlah energi listrik yang diproduksi (kWh)}$

$N_{t,h} = \text{Jumlah energi not serve (kWh)}$

$EA_t = \text{Jumlah energy demand (kWh) sistem pada tahun } t$

## **2.2 Pembangkit Listrik**

Pembangkit listrik adalah suatu sistem yang memproduksi tenaga listrik dari sumber energi primer, seperti batubara, minyak bumi, panas bumi, air, cahaya matahari, dan angin. Menurut dari potensi yang ada pembangkit listrik terbagi menjadi dua, yaitu pembangkit listrik energi tak terbarukan seperti PLTD, PLTU, PLTG, PLTGU, dan pembangkit listrik energi terbarukan seperti PLTA, PLTMH, PLTS.

### **2.2.1 Pembangkit Listrik tenaga Uap (PLTU)**

Pembangkit listrik ini merupakan pembangkit yang menggunakan energi uap untuk menggerakkan turbin uap yang di kopel dengan generator sehingga menghasilkan energi listrik. pada PLTU, energi uap dihasilkan dari proses pembakaran bahan bakar yang berupa batubara, minyak bumi, ataupun gas yang digunakan untuk memanaskan air yang ada di dalam boiler sehingga terbentuknya uap bertekanan tinggi, uap yang di gunakan untuk menggerakkan turbin uap adalah uap kering, energy mekanik pada turbin uap akan menggerakkan generator sehingga menghasilkan tenaga listrik. turbin uap pada PLTU dengan kapasitas diatas 150 MW biasanya terdiri dari tiga bagian, yaitu turbin tekanan tinggi, turbin tekanan menengah, dan turbin tekanan rendah.

Pengoperasian PLTU dari keadaan awal hingga beban penuh memakan waktu sekitar 6 – 8 jam. Jika PLTU yang telah beroperasi dihentikan, maka hanya diperlukan waktu sekitar 1 jam untuk mengoperasikannya kembali sampai beban penuh, hal ini dilakukan dengan cara menjaga suhu dan tekanan uap ada disekitar nilai operasi.

### **2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)**

Pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) merupakan pembangkit listrik yang menggunakan sumber energi primer berupa gas ataupun minyak bumi, beberapa komponen utama dari PLTG adalah kompresor, ruang bakar, turbin, dan generator.

Cara kerja dari PLTG sendiri dimulai dari udara yang masuk ke kompresor untuk dinaikkan tekanannya hingga mencapai  $13 \text{ kg/cm}^2$ , udara tersebut akan dialirkan menuju ruang bakar dan dicampur dengan bahan bakar. Penggunaan bahan bakar gas dapat langsung dicampur dengan udara bertekanan untuk dibakar, namun jika menggunakan bahan

bakar minyak bumi, minyak tersebut harus di ubah menjadi kabut terlebih dahulu agar dapat dicampur dengan udara bertekanan untuk dibakar. Hasil dari pembakaran akan menghasilkan gas bertekanan tinggi yang nanti akan menggerakkan turbin gas, energi mekanik pada turbin akan di konversikan menjadi energi listrik oleh generator.

PLTG tergolong sebagai pembangkit yang masa startnya pendek, yaitu antara 15-30 menit, sehingga sering digunakan sebagai pembangkit yang memikul beban puncak.

### 2.2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas-Uap (PLTGU)

PLTGU adalah kombinasi dari PLTG dan PLTU, gas buang dari PLTG akan dimanfaatkan kembali untuk memanaskan air di dalam ketel uap PLTU dengan metode *combine cycle*. Dengan cara ini biasa di dapat daya PLTU sebesar 50% daya PLTG. Pada PLTGU ketel uap yang digunakan memiliki desain khusus untuk memanfaatkan gas buang dari PLTG, ketel uap ini biasa disebut dengan *Heat recovery steam generator* (HRSG).

Karena daya yang dihasilkan tergantung pada gas buang PLTG, sehingga pengaturan daya pada PLTGU hanya dilakukan dengan mengatur daya unit PLTG, sedangkan PLTU hanya menyesuaikan dengan gas buang dari PLTG saja.

### 2.2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Air

PLTA merupakan pembangkit listrik yang memanfaatkan energi air menjadi energi listrik, pertama aliran air menggerakkan turbin sehingga terbentuk energi mekanik pada turbin dan menggerakkan generator sehingga membangkitkan tenaga listrik. Daya yang dihasilkan dari generator dapat dirumuskan seperti berikut

$$P = k \times \eta \times H \times q \dots\dots\dots (2.8)$$

Keterangan:

- P = daya [kW]
- H = tinggi terjun air [m]
- q = debit air [m<sup>3</sup>/detik]
- $\eta$  = efisiensi turbin bersama generator
- k = konstanta



PLTA dapat dibagi menjadi dua kategori jika dilihat dari cara pembangkit membendung air.

- a. PLTA *run – off river*
- b. PLTA dengan kolam tandon (*reservoir*)

PLTA dengan jenis *run – off river*, air sungai dialirkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong aliran air sungai, daya yang dihasilkan pembangkit ini tergantung dari debit air sungai, namun biaya pembangunan dari PLTA jenis ini lebih murah dari pada PLTA dengan kolam tandon.

PLTA jenis kolam tandon (*reservoir*) menggunakan bendungan dengan skala besar untuk membendung air sungai, sehingga dengan adanya bendungan tersebut PLTA dapat dioperasikan pada saat musim hujan ataupun musim kemarau, adapun keuntungan lain dari kolam tandon adalah sebagai pusat irigasi, pengendalian banjir, perikanan, dan pariwisata.

Dibandingkan dengan pembangkit lainnya dengan daya yang sama, PLTA merupakan pembangkit dengan biaya operasi ter rendah, namun biaya pembangunannya merupakan yang paling mahal karena diakibatkan letak dari PLTA yang jauh dari perkotaan sehingga membutuhkan saluran transmisi yang panjang dan bendungan air yang luas. Keuntungan lain dari PLTA adalah cepatnya start dan stop, dapat memikul beban yang fluktuatif, angka gangguannya rendah, dan pemeliharaannya rendah.

### **2.2.5 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)**

PLTD adalah pembangkit dengan kapasitas daya listrik yang kecil dan menggunakan mesin diesel sebagai *prime over*-nya. Sehingga PLTD biasanya digunakan untuk menyalakan listrik di daerah dengan kebutuhan listrik yang kecil.

Pembangkit ini tidak disarankan untuk memikul beban yang besar, hal ini disebabkan oleh bahan bakar yang digunakan merupakan minyak bumi sehingga menghasilkan biaya pembangkitan yang sangat mahal.

## **2.3 Perencanaan Pembangkit**

Perencanaan pembangkit dilakukan untuk mencari Konfigurasi penambahan kapasitas pembangkit dengan melihat nilai NPV termurah dan nilai keandalan sesuai dengan yang ditargetkan.

### **2.3.1 Perkiraan Kebutuhan Energi**

Untuk membangun sebuah pembangkit listrik harus didasarkan dari analisis kebutuhan energi, yaitu meliputi :

- a. kebutuhan energi dalam kurun waktu tertentu, seperti kebutuhan sampai 30 tahun mendatang.
- b. Kebutuhan daya dalam bentuk kurva beban harian
- c. Tingkat keandalan yang dibutuhkan dan peran energi listrik yang harus disediakan.
- d. Peran pembangkit yang akan dibangun, apakah untuk beban dasar, beban menengah, beban puncak, atau sebagai unit cadangan.

### **2.3.2 Perkiraan kebutuhan listrik**

Energi yang dihasilkan oleh suatu pembangkit akan langsung digunakan oleh konsumen, jadi daya yang digunakan harus selalu sama dengan daya yang digunakan oleh konsumen [5].

Dalam memperkirakan kebutuhan listrik konsumen, dapat dilihat dari statistik masa lalu dan analisis dari data kebutuhan listrik yang lalu. Dengan mempelajari karakteristik beban dimasa lalu dapat digunakan berbagai model matematik untuk menyusun kebutuhan listrik untuk masa yang akan datang.

### **2.3.3 Biaya Pokok Pembangkitan**

Biaya ini merupakan biaya pengeluaran untuk setiap energi listrik yang dihasilkan selama satu tahun operasi yang dinyatakan dalam satuan \$/kW-year. Adapun persamaan matematis dari biaya pokok pembangkitan dapat ditulis sebagai berikut:

$$BPP = (CRF \times I) + (12 \times O\&M \text{ fix}) + \left[ 8.76 \times ((FC)_f + (O\&M \text{ variable})) \times \frac{f}{100} \right] \dots \dots \dots (2.9)$$

dimana

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \dots \dots \dots (2.10)$$

Keterangan :

BPP	= biaya pokok pembangkitan (\$/kW-year)
O&M fix	= biaya pemeliharaan tetap (\$/kW-month)
O&M variable	= biaya pemeliharaan variable (\$/MWh)
FC	= Biaya bahan bakar (\$/MWh)
CRF	= <i>Capital Recovery Factor</i>
i	= suku bunga (%)
T	= <i>Lifetime</i> pembangkit

Dari persamaan diatas, maka didapatkan sebuah *screening curve* yang dapat menggambarkan nilai faktor kapasitas yang optimal untuk setiap jenis pembangkit [9].

## 2.4 Parameter Pembangkitan Tenaga Listrik

### 2.4.1 Faktor Beban

Faktor beban merupakan perbandingan antara beban rata – rata dengan beban puncak. Beban rata – rata dihitung dalam periode waktu tertentu, baik dalam bulanan atau tahunan dengan memperhitungkan jumlah produksi kWh. Faktor beban dapat dirumuskan seperti berikut:

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban rata-rata}}{\text{Beban Puncak}} \dots \dots \dots (2.11)$$

Faktor beban diinginkan setinggi mungkin sehingga penggunaan alat – alat dalam sebuah sistem dapat digunakan secara efektif, dalam praktiknya, faktor beban berkisar antar 60% - 80% [5].

### 2.4.2 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas merupakan kemampuan pembangkit untuk menghasilkan kapasitasnya dalam satu tahun, faktor kapasitas biasanya

dihitung dalam interval waktu satu tahun sehingga dapat dirumuskan seperti berikut:

$$\text{Faktro Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Satu Tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760} \dots\dots\dots (2.12)$$

Penggunaan faktor kapasitas tergantung dari jenis pembangkitnya, faktor kapasitas dari Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) biasanya hanya mencapai angka 60% - 80%, hal ini disebabkan oleh adanya pemeliharaan dan gangguan yang dialami oleh pembangkit tersebut, sedangkan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) memiliki pengaruh pada ketersediaan air, sehingga faktor kapasitas pertahun hanya berkisar antara 30% - 50%.

**2.4.3 Force Outage Range (FOR)**

*Force Outage Range* adalah faktor yang digunakan untuk mengetahui sering atau tidaknya sebuah unit pembangkit terjadi gangguan [6]. *Force Outage Range* (FOR) dapat ditulis sebagai berikut:

$$\text{FOR} = \frac{\text{Jumlah Jam Gangguan Unit}}{\text{Jumlah Jam Operasi Unit} + \text{Jumlah Jam Gangguan Unit}} \dots\dots\dots (2.13)$$

Semakin kecil nilai FOR dari suatu pembangkit maka semakin handal pembangkit tersebut, jika nilai FOR pada unit pembangkit tinggi hal ini disebabkan oleh kurang baiknya suatu pemeliharaan, sehingga gangguan pada pembangkit akan sering terjadi. Nilai FOR pada pembangkit *thermal* sekitar 0.5 sampai 0.10, sedangkan pada pembangkit *hydro* nilai FOR sekitar 0.01 [5].

**2.5 Parameter Optimasi Pembangkit**

**2.5.1 Keandalan Sistem**

Sistem dapat dikatakan andal tergantung dari banyaknya pemadaman dalam satu tahun yang diukur dari nilai *loss of load probability* (LOLP), semakin kecil nilai dari LOLP maka semakin bagus keadanaln dari sebuah sistem.

Penetuan besar LOLP harus mempertimbangkan besarnya kerugian yang di terima konsumen jika terjadi gangguan yang dinyatakan

dalam rupiah per kWh. kriteria keandalan yang digunakan adalah LOLP lebih kecil dari 0.247% atau setara dengan satu hari padam dalam satu tahun [8].

### **2.5.2 Energy Not Serve (ENS)**

Energy not serve adalah besarnya energi yang hilang yang diakibatkan oleh kurangnya kapasitas yang tersedia untuk mencukupi permintaan beban maksimum.

### **2.5.3 Nilai sisa (*salvage value*)**

Nilai sisa adalah nilai dari pembangkit yang akan di padamkan sebelum *life time* dari pembangkit habis, nilai ini berhubungan dengan harga penyusutan pertahunnya.

### **2.5.4 Reserve Margin**

*Reserve Margin* merupakan cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak yang dinyatakan dalam %, tingginya *reserve margin* untuk mengantisipasi keterlambatan proyek dan pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

Adapun beberapa kebijakan PLN dalam menerapkan *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar adalah:

- Pada beberapa daerah yang memiliki sumber energi primer ataupun potensi mineral yang signifikan namun telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatera, Sulawesi, dan Kalimantan. Kebijakan ini diambil dengan mempertimbangkan pembangunan proyek yang seringkali mengalami keterlambatan, pembangkit eksisting mengalami *derating* yang cukup besar dan adanya keyakinan bahwa tersedianya tenaga listrik yang banyak akan memicu pertumbuhan beban listrik yang lebih cepat.
- Apabila terdapat penugasan dari pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit.
- Untuk mengantisipasi adanya keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.

## 2.6 Sistem Interkoneksi Pembangkit

Sistem interkoneksi merupakan sebuah sistem yang terdiri dari beberapa pusat pembangkit yang terhubung antara satu dan lainnya untuk memenuhi beban pada gardu induk yang melayani sistem distribusi [7]. Sistem ini nantinya akan menghasilkan sebuah sistem jaringan listrik (*least cost*) atau total biaya penyediaan listrik termurah.

### 2.6.1 Cadangan Berputar (*spinning reserve*)

Cadangan berputar baik dalam sistem interkoneksi ataupun sistem yang berdiri sendiri diperlukan untuk mengatur frekuensi, hal ini disebabkan pengaturan frekuensi memerlukan ketersediaan daya setiap saat [5]. Cadangan berputar merupakan selisih dari kapasitas yang terbangkit dengan kapasitas yang terbebani. Cadangan berputar akan digunakan pada saat turunnya frekuensi sistem, turunnya frekuensi ini disebabkan oleh bertambahnya beban dalam sistem dan terjadinya gangguan pada unit pembangkit.

### 2.6.2 Neraca Energi

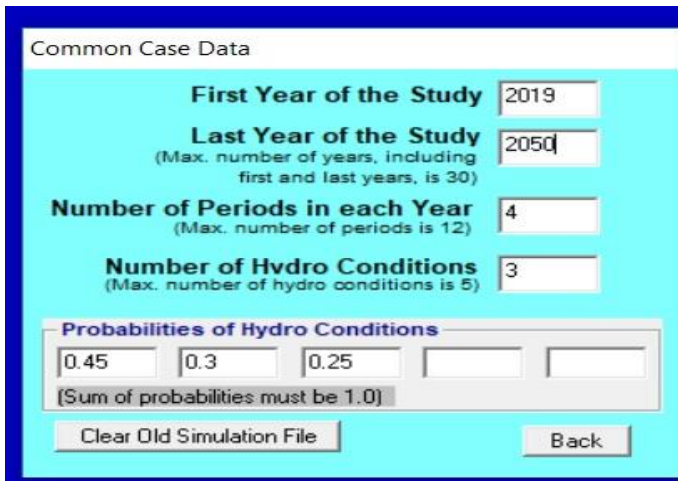
Neraca energi dibutuhkan untuk menyusun anggaran biaya bahan bakar pada suatu pembangkit, penyusunan neraca energi biasanya dilakukan perbulan, adapun parameter yang diperlukan adalah :

- a. Faktor beban perbulan
- b. Perkiraan produksi pada pembangkit perbulan
- c. Biaya bahan bakar per unit pembangkit

## 2.7 Wein Automatic System Planning IV (WASP IV)

WASP merupakan software yang digunakan untuk menghitung kebutuhan suatu pembangkit dengan konfigurasi yang optimal berdasarkan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP) yang diinginkan. Software ini mempertimbangkan biaya bahan bakar, biaya operasi, biaya kapital, dan biaya *not served* untuk mendapatkan konfigurasi dengan NPV termurah. WASP IV terdiri dari beberapa modul, yaitu: *loadsys*, *fixsys*, *varsys*, *cogen*, *mersim*, *dynpro*, *reprobat* [10].

### 2.7.1 Common case



Common Case Data

**First Year of the Study** 2019

**Last Year of the Study** 2050  
(Max. number of years, including first and last years, is 30)

**Number of Periods in each Year** 4  
(Max. number of periods is 12)

**Number of Hydro Conditions** 3  
(Max. number of hydro conditions is 5)

**Probabilities of Hydro Conditions**

0.45 0.3 0.25 [ ] [ ]

(Sum of probabilities must be 1.0)

Clear Old Simulation File Back

**Gambar 2.1** Common Case Data

Gambar diatas merupakan tahapan awal yang harus dilakukan dalam menentukan parameter yang ada seperti tahun pertama dan tahun terakhir studi perencanaan pembangkit, menentukan banyaknya periode dalam satu tahun, banyak nya periode dalam satu tahun akan mempengaruhi interval waktu studi setiap tahunnya. Lalu untuk pembangkit dengan tenaga air ditentukan banyaknya musim pada negara yang ingin dilakukan perencanaan dan juga probabilitas dari kondisi spesifik air setiap periodenya.

### 2.7.2 Load system (LOADSY)

*Loadsy* merupakan modul yang digunakan untuk merencanakan pembebanan sistem, parameter yang dimasukkan merupakan beban puncak (*peak load*) dan konsumsi energi listrik per tahun perencanaan. Oleh sebab itu dibutuhkannya data peramalan beban puncak (*peak load forecasting*) dan data kurva lama beban (*load duration curve*) per tahunnya, modul dari *loadsy* dapat dilihat pada Gambar 2.2

Number of Fourier Coefficients

50

  
(Maximum = 100, Recommended = 50)

**Output Option**
  
☒ Normal
 ☐ Extended

**Period Peak Load Ratios**
  

Year
2021
Add
Del

Period	Peak Load Ratio
1	.9
2	.87
3	.93
4	1.

**Load Duration Curve Data**
  

Year
2021
Add
Del

Coefficients

**Annual Peak Load (MW)**

Year	Peak Load
2021	6000.
2022	6333.
2023	6725.65
2024	7109.01
2025	7496.45
2026	7897.51
2027	8304.23
2028	8702.83
2029	9120.57
2030	9558.36
2031	10017.2
2032	10488.
2033	10980.9

Back

**Gambar 2.2** Modul *Loadsy*

Parameter yang harus dimasukkan dalam modul *loadsy* adalah beban puncak dalam MW, *load duration curve*, rasio beban puncak dalam setiap tahun. Setidaknya dalam satu tahun rasio beban puncak harus bernilai satu. *Fourier coefficients* untuk mengubah *load duration curve*, maksimum seratus poin per LDC.

### 2.7.3 *Fix system* (FIXSYS)

*Fixsys* merupakan modul yang memberikan informasi tentang kondisi dan jumlah pembangkit yang ada di wilayah perencanaan selama masa studi, kondisi ini nantinya akan di optimasi sehingga mendapatkan penjadwalan penambahan ataupun pengurangan unit pembangkit selama masa studi.



**Thermal Plants**

Add Plant  
Remove Plant

**Fuel Types**

Fuel #	Name	Short Description

(Valid fuel ID's are 0,1,2.....9 to be given in sequence)

**Characteristics of Thermal Plant**



Additions/Retirements of Thermal Plants

No. of Group Limits (max. 5): 0

Name of Pollutant I (default SO<sub>2</sub>): SO<sub>2</sub>

Name of Pollutant II (default NO<sub>x</sub>): NO<sub>x</sub>

LOLP penalty for group limits: 0

ENS penalty for group limits: 1

Emissions  
Hydro/Pump Storage Plants  
Group Limits  
Back

**Gambar 2.3** Modul *Fixsys*

Parameter – parameter yang harus dimasukkan untuk mendapatkan hasil dari modul tersebut adalah :

a) *Thermal Plants*

Penentuan pembangkit termal apa saja yang ada pada wilayah tersebut.

b) *Type Fuel*

Penentuan jenis bahan bakar yang digunakan pada setiap pembangkit.

c) *Addition / Retirements Of Thermal Plants*

Menentukan pembangkit baik yang baru beroperasi ataupun sudah padam sesuai dengan *life time* dari pembangkitnya

d) *Characteristics Of Thermal Plant*

Menentukan karakteristik dari pembangkit meliputi jumlah unit pembangkit, operasi minimum, kapasitas pembangkit, *heat rate*, jumlah emisi dan polutan, biaya bahan bakar, maintenance dalam satu tahun, dan nilai FOR.

e) *Hydro / Pump Storage Plants*

Parameter parameter yang ada pada pembangkit tenaga *hydro* baik pembangkit *hydro run off river* ataupun pembangkit *hydro waret storage* seperti kapasitas terpasang, tahun operasi, kapasitas minimum, kapasitas penyimpanan, kapasitas rata – rata dan aliran energi tiap periode dalam satu tahun.

f) *Emissions*

Menentukan emisi yang disebabkan oleh pembangkit yang ada, baik berupa SO<sub>2</sub> ataupun NO<sub>x</sub>.

g) *Group Limit*

Penentuan batasan dari tiap – tiap pembangkit, seperti penentuan batasan panas yang dihasilkan pertahun, emisi pertahun, dan konsumsi bahan bakar pertahun.

## 2.7.4 Variable System (VARSYS)

Pada modul ini kandidat – kandidat dari pembangkit yang direncanakan selama satu tahun untuk memenuhi kebutuhan beban selama satu tahun akan ditampilkan.

VARSYS\_Input

**Candidate Thermal Plants:**

V-CC  
V-CC  
VLG1  
VLG2  
VCOA  
NUCL

Add  
Plant  
Remove  
Plant

Hydro/Pump  
Storage Plants

**Characteristics of Thermal Plant:** V-CC

	Value ▲
Min. operating level (MW)	300.
Max. generating capacity (MW)	600.
Fuel Type (index)	6
Heat rate at min. operating level (kcal/kWh)	1950.
Avg. incremental heat rate (kcal/kwh)	1050.

No. of Group Limits (max. 5): 0 (must be same as used in FIXSYS)

Name of Pollutant I (default SO2): SO2

Name of Pollutant II (default NOx): NOx

Emissions

Group Limits

Back

**Gambar 2.4** Modul Varsys

Beberapa hal yang harus diperhatikan dalam menentukan kandidat pembangkit, seperti potensi energi primer dan wilayah perencanaan pembangkit. Parameter yang ada pada modul ini hampir sama dengan modul FIXSYS, namun yang membedakan hanya pada kondisi pembangkit tersebut.

### 2.7.5 Configuration Generator (CONGEN)

Modul ini menghasilkan konfigurasi dari pembangkit – pembangkit yang dapat dibangun dari tahun ke tahun sesuai dengan permintaan beban, kapasitas daya yang terpasang, dan kandidat pembangkit yang telah ditentukan.

**Gambar 2.5** Modul *Cogen*

Adapun parameter parameter inputan yang ada pada modul ini yaitu :

a) *Reserve Margin*

Menentukan kapasitas daya terpasang agar tidak adanya masalah kekurangan daya yang di sebabkan oleh terlambatnya

pembangunan pembangkit, meningkatnya permintaan beban melebihi kapasitas, padamnya pembangkit secara tiba – tiba.

b) *Minimum Number*

menentukan kandidat pembangkit yang harus dibangun pada tahun perencanaan tersebut.

c) *Tunnel Width*

Penentuan jumlah pembangkit yang dapat di konfigurasi agar mengatasi kekurangan kapasitas daya pertahunnya.

### 2.7.6 Merge and Simulate (MERSIM)

*Mersim* merupakan modul untuk mengetahui biaya produksi pertahun, energi yang tak tersalurkan (ENS), dan keandalan sistem (LOLP) pada setiap konfigurasi yang dihasilkan dari modul COGEN.

MERSIM Input Data

Print Fixsys and Varsys Information? ☐

**Pump Storage Operation**

☒ Economic ☐ Forced

**Group Limitation Calculations**

☒ Optimal Solution ☐ Feasible Solution

Base Year 1998

No. of Fourier Co-efficients

**Spinning Reserves Requirements**

☒ Variable ☐ Constant

SPNVAL 5.0

PEAKF

**Spinning Reserve Contribution by HYDRO**

Type A Type B

**Output of Simulation Details**

☒ Minimum ☐ Intermediate ☐ Maximum

**Loading Order Instructions**

☒ Basic Economic LO ☐ User Specified LO

**Loading Order Calculations**

☒ Plant by Plant ☐ Unit by Unit

Change Data for Future Years

Back

**Gambar 2.6** Modul *Mersim*

Untuk mendapatkan hasil dari modul tersebut dibutuhkannya data keluaran dari modul *loadsy*, *fixsys varsys*, *cogen* dan *mersim*.

### 2.7.7 Dynamic Programming Optimization (DYNPRO)

Modul ini digunakan untuk mendapatkan skema perencanaan penambahan pembangkit yang terbaik dengan biaya pokok penyediaan termurah (*least cost*) dan keandalan sistem yang baik setiap tahunnya.

DYNPRO Input

**Output Option**

☒ Minimum output   ☐ Print all states considered   ☐ Detailed print out

Print Variable System Information ☐

No. of best solutions to be reported

Base year for cost discounting calculation

Base year for cost escalation calculation

No. of years to be considered for economic comparison

Discount rate for domestic costs (%/year)

Discount rate for foreign costs (%/year)

**Cost Data**

Thermal Plants

Hydro/PS plants

Data for Future Years

Back

**Gambar 2.7** Modul DYNPRO

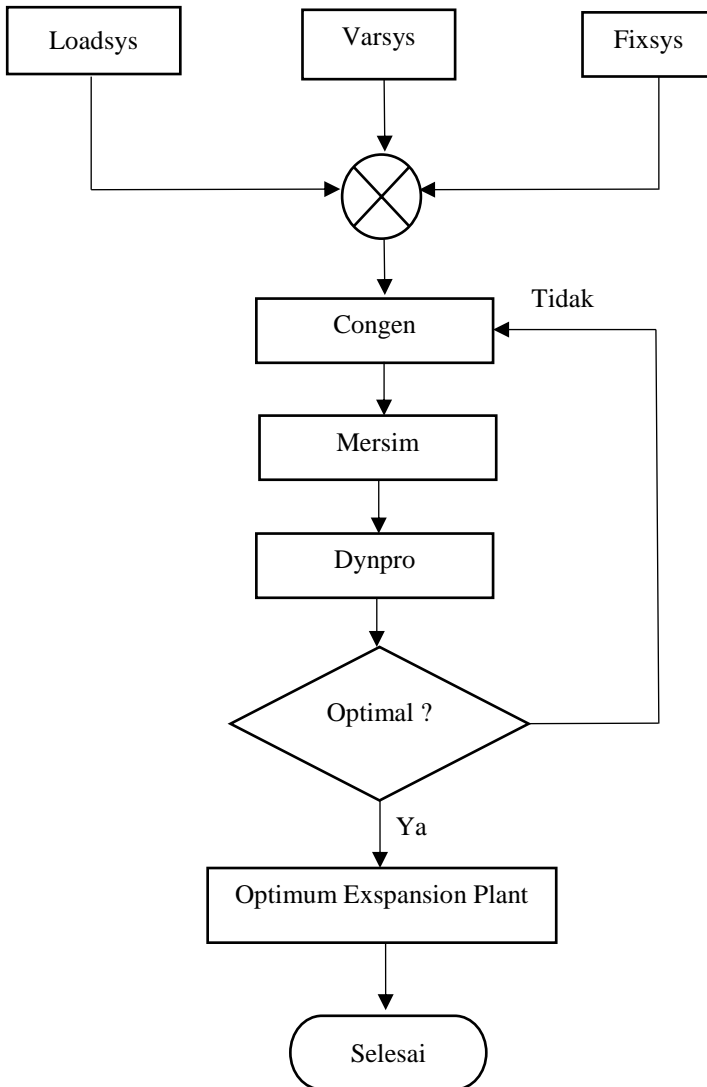
Beberapa parameter inputan pada modul tersebut yaitu :

- No. of best solutions to be reported*  
Banyaknya solusi terbaik yang kita inginkan
- Discount rate*  
Pemberian harga diskon setiap tahunnya terhadap biaya pokok penyediaan setiap pembangkit
- Depreciable capital cost*  
Menentukan Penurunan biaya aset pada pembangkit yang nantinya akan menghasilkan nilai sisa (*salvage value*)
- Waktu konstruksi  
Penentuan waktu yang dibutuhkan untuk membangun pembangkit.

### 2.7.8 Report Writer of WASP in a Batched Environment (REPROBAT)

Modul ini merupakan rangkuman dari hasil simulasi perencanaan pengembangan sistem pembangkit dengan memberikan jadwal pengembangan terbaik. Hasil perhitungan yang dilakukan akan disimpan dalam bentuk file, sehingga dapat digunakan untuk representasi grafis dari hasil WASP IV.

### 2.7.9 Alur Kerja WASP IV



**Gambar 2.8** Alur Kerja WASP IV

Berdasarkan *flowchart* diatas, alur kerja dari WASP IV adalah sebagai berikut :

1. Memasukkan data prakiraan beban, pembangkit eksisting, dan kandidat pembangkit pada modul loadsys, fixsys, dan varsys. *Output* dari modul tersebut akan menjadi input untuk proses optimasi yang dilakukan oleh modul congen, merism, dan dynpro.
2. Selanjutnya dilakukan konfigurasi pada modul congen dengan memperhitungkan daya mampu diantara *minimum reserve margin* dan *maximum reserve margin*. Pembatasan dilakukan untuk menentukan kapasitas pembangkit yang masuk. Sehingga kandidat pembangkit hanya dikonfigurasi pada batas ketentuan tersebut.
3. Selanjutnya menjalankan modul mersim untuk melihat nilai LOLP dan biaya operasional pertahun. Nilai LOLP dapat dibatasi sesuai dengan standar PLN ( $LOLP < 0,274\%$ ). Apabila nilai LOLP masih lebih besar dari standar tersebut, maka kembali ke modul congen untuk mengatur kembali konfigurasi kandidat pembangkit pada sistem.
4. Setelah diperoleh nilai LOLP yang sesuai standar dengan konfigurasi yang tepat, maka selanjutnya dilakukan eksekusi modul dypro untuk mendapatkan konfigurasi yang terpilih setiap tahunnya. Optimasi pada modul dynpro dianggap telah tepat apabila *output*-nya tidak memberikan tanda (+) ataupun (-) pada setiap pembangkit yang terpilih.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---



## BAB 3

### SISTEM KELISTRIKAN PROVINSI KALIMANTAN SELATAN – TENGAH DAN KALIMANTAN BARAT

#### 3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

Provinsi Kalimantan Barat memiliki dua sistem kelistrikan, yaitu sistem interkoneksi 150 KV dengan sarawak dan sistem isolated, sistem interkoneksi memasok daya mulai dari Pontianak sampai sambas, sedangkan sistem isolated terdiri dari sisstem Tayan, Sanggau, Sekadau, Nanga pinoh, Putussibau dan sistem Ketapang. Sistem ini nantinya akan di interkoneksi dengan sistem Kalimantan Selatan dan Tengah.

Hingga saat ini, sebagian besar pasokan daya listrik di Kalimantan Barat berasal dari pembangkit berbahan bakar minyak (PLTD) sehingga biaya pokok produksi listrik tergolong mahal. Adanya sistem kelistrikan antara Kalbar-Sarawak melalui transmisi 275 kV adalah untuk mengurangi biaya pokok produksi dengan menggantikan pembangkit berbahan bahan minyak.

##### 3.1.1 Pembangkit Eksisting Kalimantan Barat

Pembangkit yang sudah beroperasi pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat meliputi sistem *isolated* dan sistem interkoneksi 150 kV. Pembangkit tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.1.

**Tabel 3.1** Pembangkit Eksisting Provinsi Kalimantan Barat [8].

No	Sistem	Jenis	Kapasitas	Keterangan
1	Interkoneksi	PLTD	385	Sewa
2	Singawang	PLTD	33,69	2009 - 2033
3	Sambas	PLTD	18,2	2012 - 2036
4	Bengkayang	PLTD	4	2014 - 2038
5	Ngabang	PLTD	7,4	2014 - 2038
		PLTD	16	2010 - 2032
		PLTG	34	2011 - 2032
6	Sanggau	PLTD	24	2016 - 2040
		PLTU	10	2017 - 2046
7	Sekadau	PLTD	8,5	2015 - 2039

No	Sistem	Jenis	Kapasitas	Keterangan
8	Sintang	PLTD	26,4	2017 - 2041
9	Putussibau	PLTD	7,5	2012 - 2036
10	Nanga Pinoh	PLTD	8,1	2017 - 2041
11	Ketapang	PLTD	32,5	2017 - 2041
		PLTU	20	2018 - 2041
12	Isolated	PLTD	75	2017 - 2041
13	Tersebar	PLTD	32	2017 - 2041

Banyaknya pembangkit berbahan bakar minyak yang beroperasi di Kalimantan Barat digunakan untuk memasok daya di daerah terpencil. Penggunaan pembangkit listrik berbahan bakar minyak ini dapat mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi mahal. Adapun peta kelistrikan dari Kalimantan barat dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



**Gambar 3.1** Peta Kelistrikan Kalimantan Barat [8].

### 3.1.2 Potensi Energi Primer Kalimantan Barat

Provinsi Kalimantan Barat memiliki potensi berupa tenaga air, batubara, biomassa dan uranium. Potensi batubara sebesar 160.6 juta ton tersebar di kabupaten Melawi, Sintang, dan hulu Kapuas. Namun sampai saat ini potensi tersebut belum di eksploitasi diakibatkan infrastruktur transportasi kurang memadai. Selain itu provinsi Kalimantan barat juga memiliki potensi air sebesar 198 MW.

### 3.1.3 Pengembangan Pembangkit

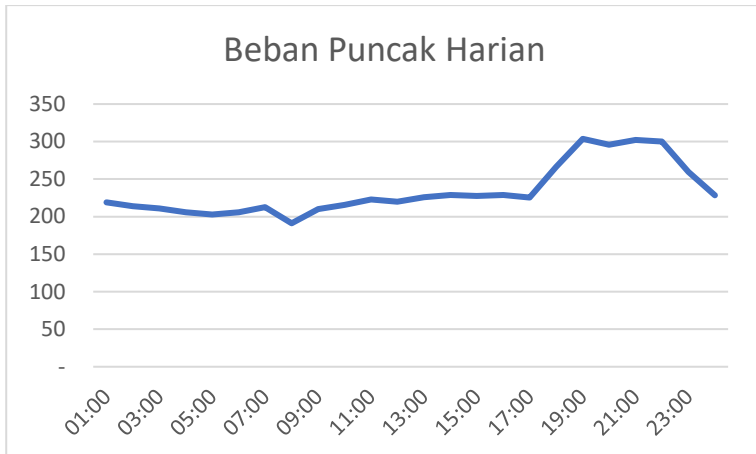
Pengembangan pembangkit yang dilakukan oleh PLN hingga tahun 2020 berupa PLTU dan PLTG, Perencanaan pembangkit di Provinsi Kalimantan Barat ditampilkan pada Tabel 3.2

**Tabel 3.2** Pengembangan Pembangkit Kalimantan Barat [8].

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status
1	Khatulistiwa	PLTU	Parit Baru (FTP1)	2x50	2018	konstruksi
2	Sintang	PLTU	Ketapang	12	2018	konstruksi
3	Khatulistiwa	PLTU	Sintang	21	2018	konstruksi
4	Khatulistiwa	PLTU	Parit Baru (FTP2)	2x50	2018	konstruksi
5	Khatulistiwa	PLTU	Pantai Kura-kura (FTP1)	2x27,5	2018/19	konstruksi
6	Khatulistiwa	PLTG	Kalbar/Pontianak <i>Peaker</i>	100	2019	Rencana
7	Khatulistiwa	PLTU	Kalbar 1	2x100	2020	<i>Committed</i>

### 3.1.4 Beban Harian Kalimantan Barat

Beban harian pada sistem kalbar merupakan beban setiap jam dalam kurun waktu satu hari, beban akan terus berubah sesuai dengan kebutuhan dari konsumen. Beban ini nanti akan digunakan untuk mencari *Load Duration Curve*, beban harian yang ada pada kurva adalah beban harian pada tanggal 1 Januari 2014. Grafik dari beban puncak harian Kalbar dalam satu hari dapat dilihat pada Gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Beban Puncak Harian Sistem Kalbar Tahun 2014

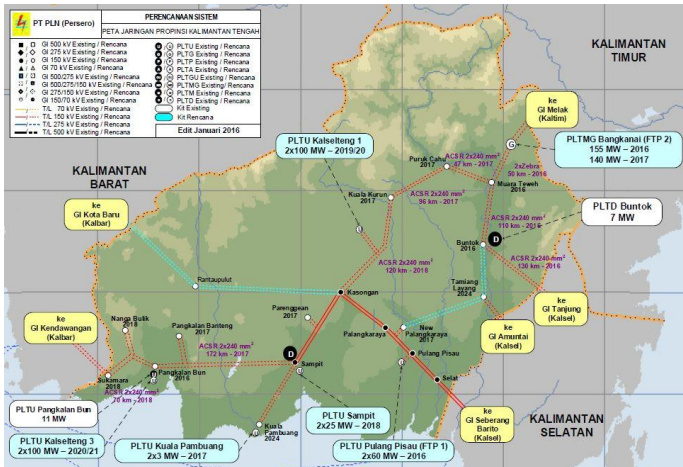
### 3.1.5 Sistem Interkoneksi Sarawak (Malaysia)

Sistem Interkoneksi Sarawak dilakukan untuk membantu pasokan daya pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat, PLN membeli kapasitas daya 230 MW dari Sarawak melalui sistem transmisi 275 kV. Daya yang dibeli untuk memenuhi kebutuhan beban dasar sebesar 100 MW dan kebutuhan beban puncak sebesar 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2021). kesepakatan dapat diperpanjang tergantung dari kedua belah pihak.

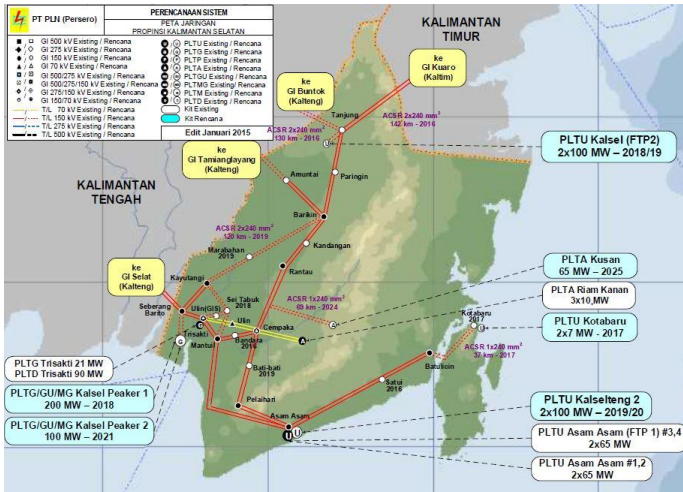
## 3.2 Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Sistem kelistrikan pada Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah sebagian besar di pasok dari sistem Barito, sistem ini merupakan sistem interkoneksi yang memasok daya dari batu licin hingga ke sampit Kalimantan Tengah. Sistem *isolated* tersebar di daerah Kalimantan Selatan sendiri antara lain Kota baru dan Unit listrik Desa (ULD) dengan menggunakan PLTD setempat, Sedangkan sistem *isolated* yang berada di Kalimantan Tengah hanya mampu memasok daya dalam kondisi cukup, namun sistem tidak memiliki cadangan daya. Adapun peta dari sistem

kelistrikan dari setiap sistem dapat dilihat pada Gambar 3.3 dan Gambar 3.4



**Gambar 3.3** Peta Kelistrikan Kalimantan Tengah [8].



**Gambar 3.4** Peta kelistrikan Kalimantan Selatan [8].

### 3.2.1 Pembangkit Eksisting Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Sebagian besar pasokan daya yang ada di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah terpasok dari sistem interkoneksi Barito, dan sebagian lagi dari pembangkit *isolated* yang tersebar di sekitaran daerah setempat. Rincian dari pembangkit eksisting pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel 3.3 dan Tabel 3.4.

**Tabel 3.3** Pembangkit Eksisting Kalimantan Selatan [8].

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)
1	Kotabaru	PLTD	BBM	PLN	20,5	11,9
2	Barito	PLTU	Batubara	PLN	535,2	448,8
		PLTA	Air			
		PLTD	BBM			
		PLTG	BBM			
6	ULD	PLTD	BBM	PLN	9,6	8

**Tabel 3.4** Pembangkit Eksisting Kalimantan Tengah [8].

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)
1	Barito	PLTU	Batubara	PLN	434,6	305,7
		PLTD	BBM			
		PLTG	Gas			
3	Kuala Pambuang	PLTD	BBM	PLN	5,4	4,1
4	Pulang pisau	PLTU	Batubara	PLN	120	60
4	Nanga Bulik	PLTD	BBM	PLN	7,5	5
5	Kuala Kurun	PLTD	BBM	PLN	4,4	4,3
6	Puruk Cahu	PLTD	BBM	PLN	6,6	5,7
7	Sukamara	PLTD	BBM	PLN	5,9	3,4

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)
8	ULD	PLTD	BBM	PLN	27,7	23,9
9	Pangkal Bun	PLTU	Batubara	IPP	55,7	32,7
		PLTD	BBM	PLN		

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa sistem interkoneksi barito adalah pasokan utama yang berada pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, sedangkan sistem *Isolated* digunakan untuk memasok daerah daerah terpencil.

### 3.2.2 Potensi Energi Primer Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah memiliki Potensi energi primer berupa potensi batubara, potensi air, dan potensi gas alam.

**Tabel 3.5** Potensi Batubara Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah [8].

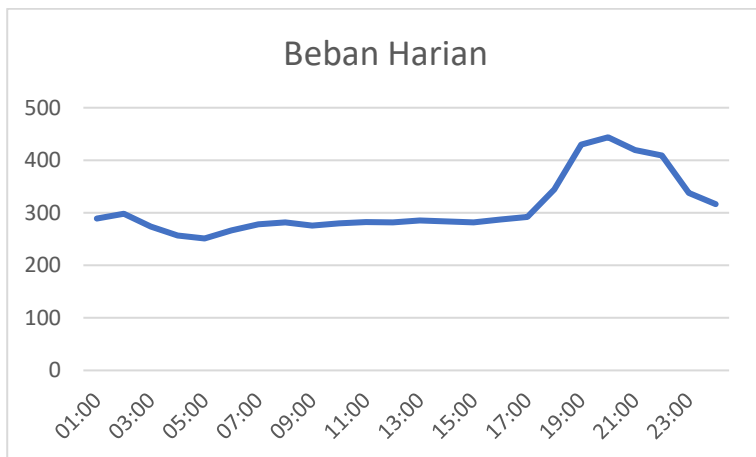
No	Provinsi	Kriteria (Kal/gr,adb)	Sumberdaya (Juta Ton)	Cadangan (juta Ton)
1	Kalsel	<5100	972	563
		5100 - 6100	7621	1287
		6100 - 7100	479	44
		> 7100	30	0
2	Kalteng	<5100	484	0
		5100 - 6100	346	4
		6100 - 7100	325	0
		> 7100	1613	49

**Tabel 3.6** Potensi Gas dan Air Provinsi Kalimantan Selatang dan Kalimantan Tengah [8].

No	Provinsi	Lokasi	Jenis Energi	
			Gas (mmscfd)	air (MW)
1	kalsel	Muara Jambi	0	284
2	Kalsel	Tanah Bumbu	0	65
3	Kalteng	Bangkanai	20	0
4	Kalteng	Katingan	0	72
5	Kalteng	Murung Raya	0	284

### 3.2.3 Beban Harian sistem Kelistrikan Kalselteng

Beban harian pada sistem kelistrikan Kalselteng merupakan beban perjam dalam kurung waktu satu hari, beban ini nanti akan digunakan untuk mencari *Load Duration Curve*, beban harian yang ada pada grafik merupakan beban harian pada tanggal 1 Januari 2014. Grafik dari beban puncak harian dalam satu hari dapat dilihat pada Gambar 3.5.



**Gambar 3.5** Grafik Beban Harian sistem kalseltengTahun 2014



### 3.2.4 Pengembangan Pembangkit Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Demi memenuhi kebutuhan listrik di masa depan, direncanakannya penambahan pembangkit yang meliputi PLTU batubara, PLTA, dan PLTG/GU. Di beberapa lokasi seperti di Bangkanai akan di rencanakan pembangunan pembangkit *peaker* dengan menggunakan *compressed natural gas* (CNG) sebagai *storage*.

**Tabel 3.7** Pengembangan Pembangkit Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah [8].

No	Sistem	Jenis	Proyek	KAP (MW)	COD	Status
1	Kotabaru	PLTU	Kotabaru	2x7	2018	konstruksi
2	Barito	PLTU	Sampit	2x25	2018/19	konstruksi
3	Barito	PLTU	Kalselteng 2	2x100	2019	konstruksi
4	Barito	PLTG/MG	Bangkanai (FTP2)	140	2019	Pengadaan
5	Barito	PLTU	Kalsel (FTP2)	2x100	2019	konstruksi
6	Barito	PLTU	Kalselteng 1	2x100	2019/20	konstruksi

### 3.3 Interkoneksi Kalimantan Selatan dan Kalimantan tengah

Sistem Interkoneksi ini dikenal dengan sistem Barito, yaitu sistem interkoneksi dengan menggunakan transmisi 150 kV dan 70 kV, sistem ini merupakan pemasok utama untuk memenuhi kebutuhan beban pada kedua Provinsi. Penambahan pembangkit pada sistem interkoneksi terus bertambah, hal ini dilakukan demi memenuhi penambahan beban yang ada di Sistem Barito yang cukup besar, baik dari sektor rumah tangga, sektor bisnis maupun sektor industri.

---Halaman ini sengaja dikosongkan--

## **BAB 4**

### **Simulasi dan Analisis Perencanaan Interkoneksi Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan-Tengah dan Kalimantan Barat tahun 2021 – 2050**

#### **4.1 Data Prakiraan Beban Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat tahun 2021 – 2050**

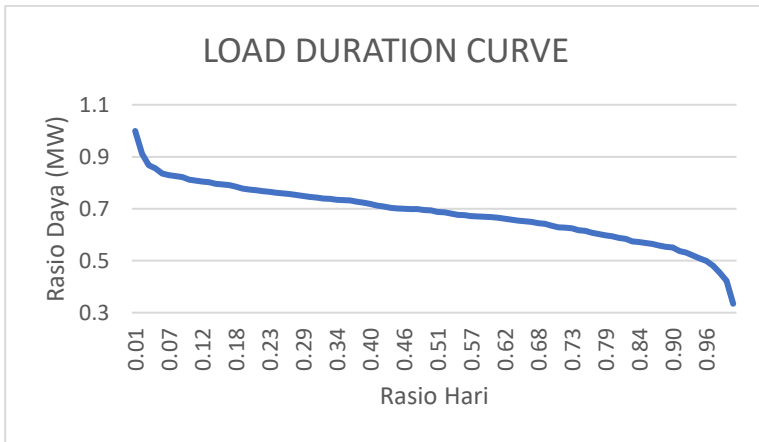
Data prakiraan beban yang telah dilakukan oleh pihak PLN akan digunakan untuk mengetahui pembebanan pada setiap pembangkit yang akan kita rencanakan, data tersebut nantinya akan dimasukkan kedalam modul *loadsy* pada aplikasi WASP IV untuk mendapatkan beberapa nilai seperti, pembebanan minimum, load factor, dan energy of demand dalam setiap periode perencanaan. Output dari modul ini nantinya akan digunakan sebagai inputan pada modul *cogen* dan *mersim*.

Data yang didapat dari prakiraan beban pada tahun 2021 sampai dengan 2050 akan dimasukkan kedalam kolom annual peak load dan period peak load ratio. Pada kolom annual peak load digunakan data beban puncak setiap tahunnya, sedangkan pada kolom period peak load ratio dimasukkan data rasio beban puncak setiap periodenya. Pada kolom load duration curve digunakan data dari beban harian yang ada dalam bentuk mode points, data tersebut adalah data beban harian pada tahun 2014 yang digunakan sebagai acuan sampai dengan tahun terakhir simulasi, oleh sebab itu data LDC pada setiap tahunnya diasumsikan sama. Kurva LDC sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan sistem Kalimantan Barat yang digunakan dapat dilihat pada (Gambar 4.1) sedangkan untuk *peak load ratio* dapat dilihat pada (Tabel 4.1), data dari beban puncak dan LDC sistem telah dilampirkan pada lampiran 1 dan 2.

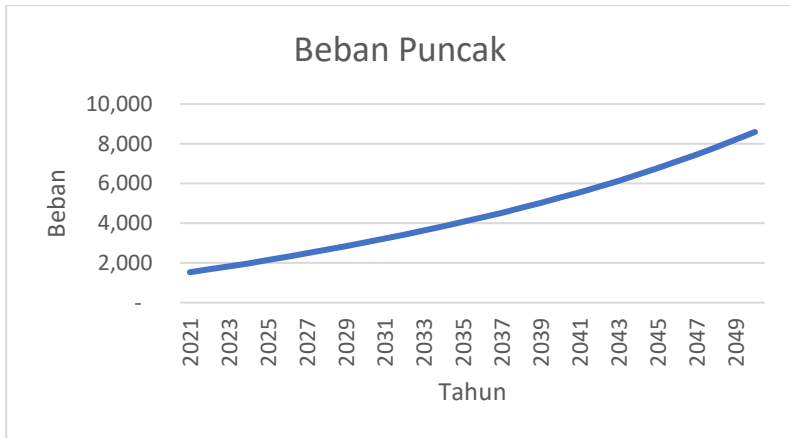
**Tabel 4.1** *Peak load Ratio*

Periode	Peak load Ration
1	0.948
2	0.979
3	0.998
4	1.000

Dari (Gambar 4.1) tersebut dapat dilihat bahwa beban harian pada pada sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan barat memiliki load factor sebesar 70% dengan sekitar 15% merupakan beban puncak, 60% merupakan beban menengah dan base laod sebesar 25%. Sedangkan Pembebanan pada Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat pada (Gambar 4.2) setiap tahunnya meningkat. Load duration curve dan beban puncak ini nantinya akan digunakan sebagai acuan untuk penentuan penambahan kapasitas pembangkit selama masa penelitian.



**Gambar 4.1** Kurva LDC Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.

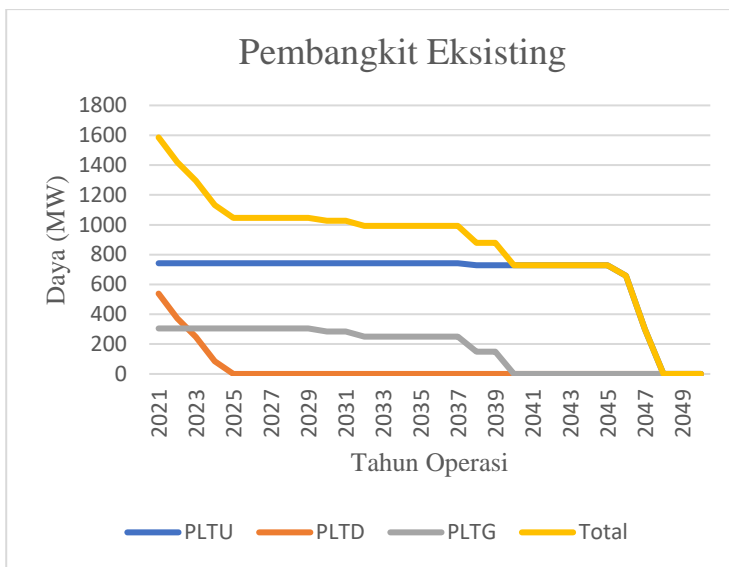


**Gambar 4.2** Kurva Beban Puncak Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.

## 4.2 Data Pembangkit Eksisting Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat.

Untuk merencanakan penambahan kapasitas pembangkit dibutuhkan data dari pembangkit yang telah beroperasi ataupun sedang di bangun pada daerah tersebut, data ini akan digunakan untuk menganalisis penambahan ataupun pengurangan pembangkit pada awal hingga akhir tahun penelitian.

Data dari pembangkit eksisting tersebut nantinya akan dimasukkan kedalam modul *fixsys* pada aplikasi WASP IV, data – data yang digunakan pada modul ini meliputi jenis pembangkit yang ada pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat jenis – jenis bahan bakar, berupa minyak bumi, gas, batu bara, dan air, nilai *heat rate*, hingga sampai dengan biaya operasional pembangkit. Pengaturan terakhir pada modul ini adalah mengatur waktu pemadaman pembangkit melalui kolom *additional/retirements of thermal plants*. Output yang akan dihasilkan dari modul ini adalah sebagai berikut.



**Gambar 4.3** Analisis Pembangkit Eksisting Selama Masa Penelitian.

Berdasarkan dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa, pembangkit berjenis PLTU akan berakhir pada tahun 2048 dan pembangkit berjenis PLTG akan berakhir pada tahun 2040, pemadaman pembangkit tersebut sesuai dengan masa *lifetime* pembangkitnya, sedangkan untuk penggunaan pembangkit berjenis PLTD akan berakhir hingga tahun 2025, hal ini dilakukan untuk meminimalisir biaya pembangkitan yang dihabiskan oleh bahan bakar pembangkit tersebut.

#### 4.3 Jenis Pembangkit yang direncanakan.

data dari jenis – jenis pembangkit yang direncanakan akan digunakan untuk menentukan pembangkit dengan kapasitas apa saja yang akan terpilih pada setiap tahun penelitian, data ini nantinya akan dimasukkan kedalam modul *varsys* pada aplikasi WASP IV, penggunaan modul ini tidak jauh berbeda dengan modul *fixsys* sehingga parameter yang digunakan sama seperti parameter yang ada pada modul *fixsys*. Adapun jenis – jenis pembangkit yang akan di rencanakan dicantumkan pada table berikut:

**Tabel 4.2** Jenis – Jenis Pembangkit *Thermal* yang direncanakan

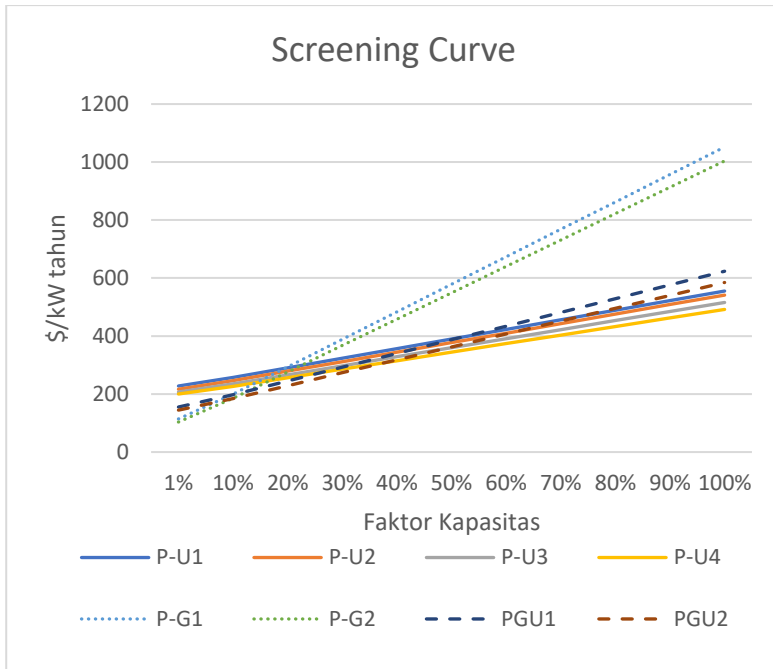
No	Jenis	Kode	Jenis Bahan Bakar	Max. Operating (MW)
1	PLTU	P-U1	BB	50
2	PLTU	P-U2	BB	100
3	PLTU	P-U3	BB	200
4	PLTU	P-U4	BB	400
5	PLTG	P-G1	GAS	50
6	PLTG	P-G2	GAS	100
7	PLTGU	PGU1	GAS	75
8	PLTGU	PGU2	GAS	150

Pada simulasi ini juga direncanakan jenis pembangkit *hydro*, namun pembangkit tersebut tidak ikut dikompetisikan dengan pembangkit *thermal* sehingga pembangkit *hydro* yang direncanakan akan ditentukan tahun operasinya. Adapun jenis dari pembangkit *hydro* yang akan direncanakan adalah sebagai berikut:

**Tabel 4.3** Jenis – Jenis Pembangkit *Hydro* yang direncanakan

No	Jenis	Kode	Max. Operating (MW)	Tahun Operasi
1	PLTA	P-A1	180	2031
2	PLTA	P-A2	650	2046

dari data tersebut akan didapatkan biaya pembangkitan pertahun dengan menggunakan persamaan yang ada pada sub bab 2.3.3, biaya pembangkitan tersebut nantinya dibandingkan dengan kapasitas dari pembangkit yang ada, perbandingan tersebut dapat dilihat pada kurva *screening curve*.



**Gambar 4.4** *Screening Curve* pembangkit yang direncanakan

Dari *screening curve* tersebut dapat dilihat bahwa pembangkit dengan bahan bakar gas (P-G1 dan P-G2) memiliki biaya pembangkit yang murah pada faktor beban 1% – 20%, sehingga pembangkit ini sangat cocok digunakan untuk memikul beban puncak. Untuk PLTGU (PGU1 dan PGU2) cocok digunakan untuk memikul beban menengah (20% – 60%), sedangkan pada PLTU (P-U1 sampai dengan P-U4) digunakan sebagai beban dasar (60% - 100%), sehingga untuk memikul beban maksimum pembangkit jenis PLTU sangat cocok karena memiliki biaya pembangkit yang lebih murah dibandingkan dengan PLTG dan PLTGU. Selain itu semakin besar kapasitas dari pembangkit yang ada, semakin kecil pula biaya pemabangkitannya. Oleh sebab itu *screening curve* ini digunakan dalam simulasi sebagai acuan dalam untuk memilih pembangkit yang ekonomis setiap tahunnya.



## 4.4 Simulasi Perencanaan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat

### 4.4.1 Asumsi Simulasi

Untuk melakukan simulasi dibutuhkan beberapa asumsi Sebagai parameter, antara lain:

- Tahun awal masa studi adalah 2021.
- Tahun akhir masa studi adalah 2050.
- Periode beban dalam satu tahun sebanyak 4 periode.
- Kondisi cuaca dalam satu tahun sebanyak 2.
- Probabilitas curah hujan sebesar 0.33.
- Interkoneksi Sarawak berhenti pada tahun 2021.
- Interkoneksi sistem Kalimantan Barat dengan sistem Kalimantan Selatan - Tengah dimulai pada tahun 2026.
- Nilai *discount rate* sebesar 6%.
- Nilai *Reserve margin* yang digunakan antara 30% - 40%.
- Capital Cost* yang digunakan untuk Pembangkit yang direncanakan seperti pada Tabel 4.4.

**Tabel 4.4** Asumsi *Capital cost* tiap pembangkit

No	Jenis	Kode	Capital Cost(\$/kW)
1	PLTU	P-U1	2000
2	PLTU	P-U2	1700
3	PLTU	P-U3	1500
4	PLTU	P-U4	1400
5	PLTG	P-G1	500
6	PLTG	P-G2	450
7	PLTGU	PGU1	700
8	PLTGU	PGU2	600

#### 4.4.2 Konfigurasi Pembangkit

Setelah menginput data pada *loadsy*, *fixsys*, dan *varsys*, output yang di dihasilkan dari tiap – tiap modul inputan tadi akan digunakan pada modul *cogen*, *mersim*, dan *dynpro*. Pengaturan konfigurasi dari pembangkit akan dilakukan dengan menggunakan modul *cogen* pada WASP IV. Modul ini akan menghasilkan konfigurasi terbaik setiap tahunnya hingga akhir tahun penelitian, namun modul ini hanya dapat menghasilkan konfigurasi sebanyak 500 pertahunnya sehingga akan diberi beberapa batasan yang mengacu pada *reserve margin* dan jumlah penambahan pembangkit setiap tahunnya.

#### 4.4.3 Optimasi Perencanaan Pembangkit

Hasil optimasi pengembangan pembangkit didapat dari outup modul *mersim* dan *dynpro*, pada modul ini optimasi akan dilakukan setiap tahunnya sehingga akan menghasilkan konfigurasi terbaik dari pembangkit – pembangkit yang direncanakan. Modul *mersim* digunakan untuk mendapatkan indeks keandalan (LOLP), biaya ENS, dan biaya operasional pembangkit setiap konfigurasi, kemudian konfigurasi tersebut akan di optimasi oleh modul *dynpro* sehingga akan mendapatkan pengembangan pembangkit dengan biaya pembangkitan termurah dan indeks keandalan yang tinggi. Pada modul *dynpro* di berikan beberapa inputan data seperti *capital cost*, *construction time*, *lifetime*, dan *interest during construction* (IDC) dari setiap pembangkit yang telah direncanakan seperti pada (Tabel 4.5). Nilai Suku bunga yang digunakan sebesar 6%, pada kolom *base year for cost discounting* dan *base year for cost escalation calculation* di tetapkan pada tahun 2021, pada kolom *data for future years* dimasukkan input nilai LOLP sebesar 0.274% setiap tahunnya dan biaya ENS sebesar 0.85 \$/kWh.

**Tabel 4.5** Data life time, Capital Cost, Construction Time, Life time, dan IDC setiap pembangkit

No	Jenis	Kode	Capital Cost(\$/kW)	Construction Time (Years)	Life Time (Years)	IDC (%)
1	PLTU	P-U1	2000	4	30	9.68%
2	PLTU	P-U2	1700	4	30	9.68%
3	PLTU	P-U3	1500	4	30	9.68%
4	PLTU	P-U4	1400	4	30	9.68%

No	Jenis	Kode	Capital Cost(\$/kW)	Construction Time (Years)	Life Time (Years)	IDC (%)
5	PLTG	P-G1	500	2	25	4.94%
6	PLTG	P-G2	450	2	25	4.94%
7	PLTGU	PGU1	700	3	25	7.33%
8	PLTGU	PGU2	600	3	25	7.33%
7	PLTA	P-A1	2500	5	50	11.98%
8	PLTA	P-A2	2500	5	50	11.98%

Hasil optimasi pengembangan pembangkit yang optimal akan didapat jika pada output *dynpro* tidak didapatkan tanda + ataupun – pada konfigurasi pembangkit. Tanda – tanda tersebut menandakan bahwa konfigurasi yang diberikan belum optimal, sehingga diperlukan perbaikan konfigurasi pada modul *cogen*.

## 4.5 Perencanaan Pembangkit Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah Pada Tahun 2021 – 2050

### 4.5.1 Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Barat

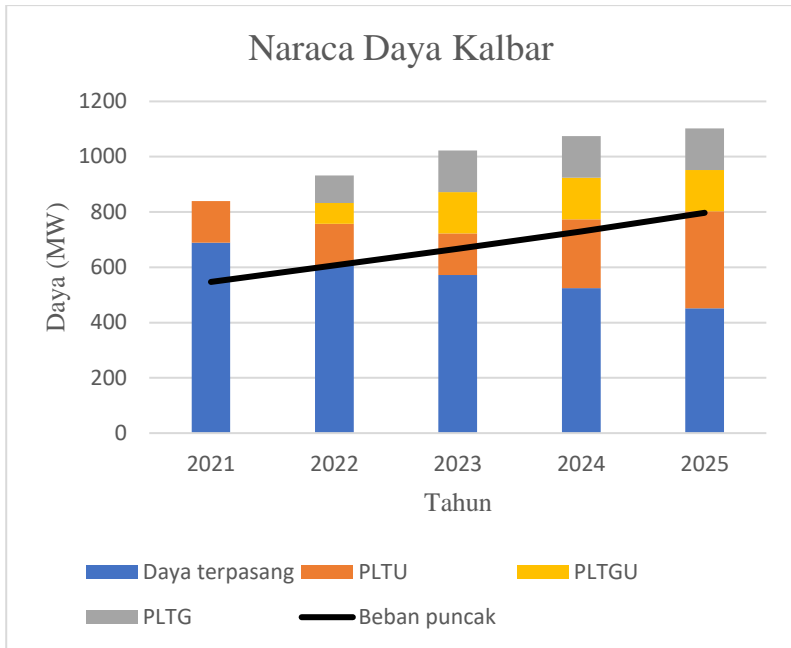
Pengembangan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat akan dilakukan mulai tahun 2021 sampai dengan tahun 2025, hasil simulasi akan menunjukkan konfigurasi terbaik dan biaya pembangkitan yang ekonomis. Pada tahun berikutnya sampai dengan tahun 2050 sistem Kalimantan Barat telah diasumsikan terinterkoneksi dengan sistem kelistrikan Kalselteng.

Sesuai hasil optimasi yang didapat, dari awal tahun penelitian sampai dengan tahun 2025 akan dilakukan penambahan daya sebesar 550MW. Untuk mendapatkan pengembangan pembangkit dengan nilai indeks keandalan yang memenuhi kriteria, maka dilakukan penambahan beberapa pembangkit seperti yang ada pada Tabel 4.5.

**Tabel 4.6** Pengembangan Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat

Tahun	Beban Puncak (MW)	Daya Terpasang (MW)	Rencana Penambahan Pembangkit (MW)			Total Kapasitas Sistem (MW)
			PLTU	PLTG	PLTGU	
2021	547	689.4	3x50	-	-	893.4
2022	607	607	-	1x100	1x75	1068.4
2023	667	572	-	1X50	1x75	1193.4
2024	730	524	1x100	-	-	1293.4
2025	797	452	-	-	-	1293.4

Rencana penambahan pembangkit PLTU kelas 50 MW pada tahun pertama adalah untuk menggantikan pembangkit PLTD yang telah dipadamkan pada tahun tersebut. Karena terjadinya pengurangan daya setiap tahun yang diakibatkan oleh pemadaman PLTD, sehingga pada tahun 2025 total kapasitas sistem akan mencapai 1293.4 MW dengan penambahan pembangkit seperti pada (Tabel 4.6). Penambahan pembangkit tersebut dilakukan untuk memenuhi beban puncak yang ada, untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 4.5.



**Gambar 4.5** Neraca daya sistem kalbar

#### 4.5.2 Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan – Tengah

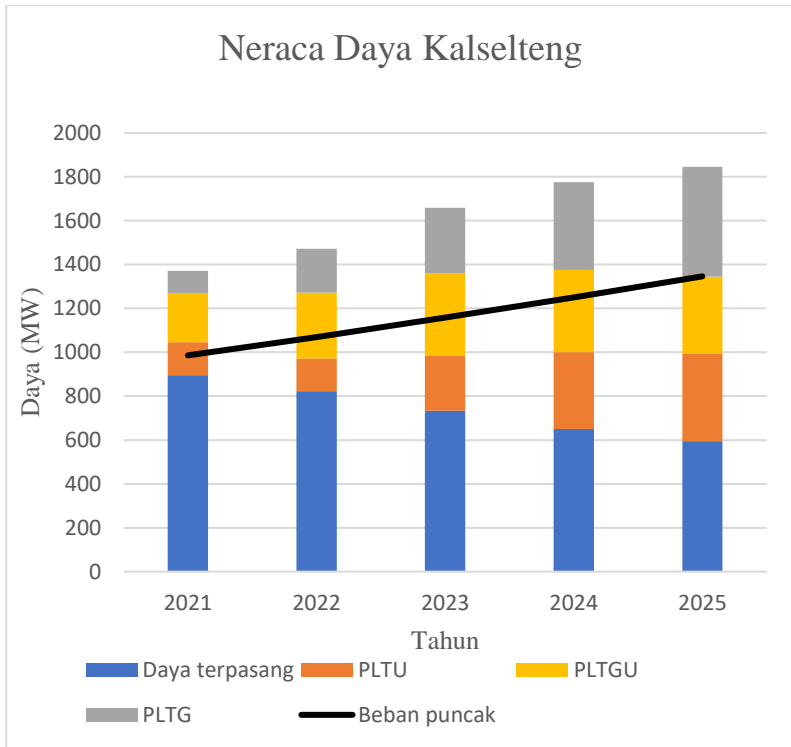
Pengembangan pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah akan dilakukan dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2025, hasil optimasi dari simulasi akan memberikan konfigurasi terbaik setiap tahunnya.

Dari hasil optimasi yang didapat, pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah sebelum dilakukannya interkoneksi dengan Kalimantan Barat akan dilakukan penambahan daya sebesar 1300 MW, hal tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.6.

**Tabel 4.7** Pengembangan Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan – Tengah

Tahun	Beban Puncak (MW)	Daya Terpasang (MW)	Rencana Penambahan Pembangkit (MW)			Total Kapasitas Sistem (MW)
			PLTU	PLTG	PLTGU	
2021	986	896	1x50	1x100	3x75	1221
			1x100			
2022	1069	822	-	1x100	1x75	1396
2023	1158	734	1x100	2x50	-	1596
2024	1250	651	1x100	1x100	-	1797
2025	1346	595	1x50	1x100	1x75	2021

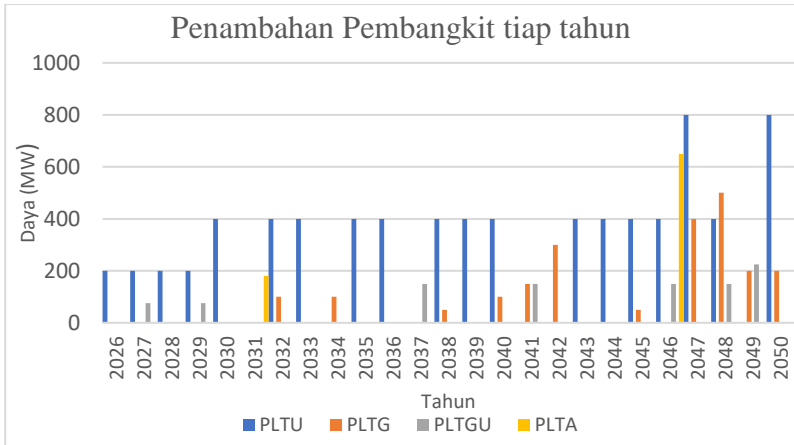
Penambahan Pembangkit dari tahun 2021 sampai dengan tahun 2025 pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan Tengah dilakukan untuk memenuhi beban yang ada, selain itu penambahan pembangkit yang dilakukan untuk menggantikan peran PLTD yang akan dipadamkan setiap tahunnya hingga tahun 2025. Dengan penambahan pembangkit yang telah ada, didapat total daya terpasang sebesar 2096 sampai tahun 2025 dengan beban puncak sebesar 1346 MW, untuk hasil yang lebih jelas dapat dilihat pada Gambar 4.6



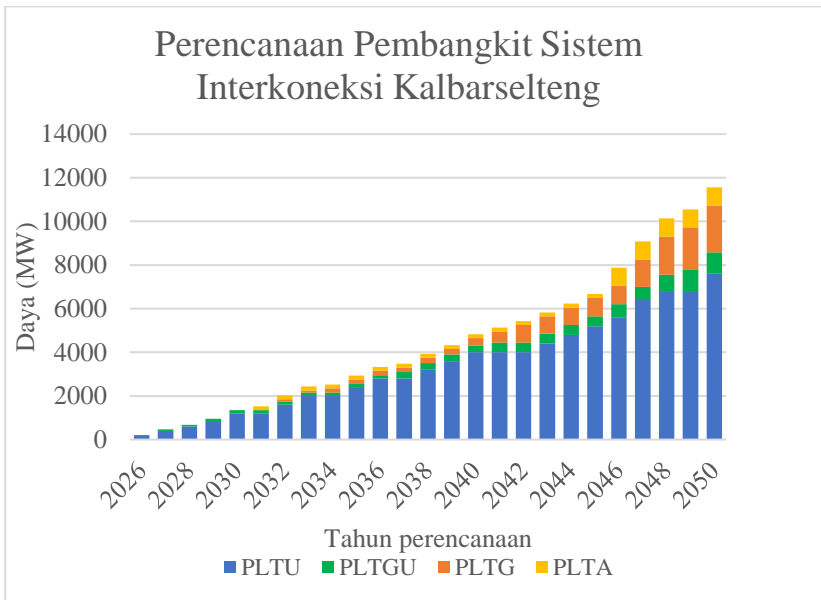
**Gambar 4.6** Neraca Daya Sistem Kalselteng

#### 4.5.3 Perencanaan Interkoneksi Pembangkit Sistem Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat

Sistem akan di interkoneksi mulai tahun 2026 dan akan dilakukan perencanaan pembangkit hingga tahun 2050. Hasil dari perencanaan pengembangan pembangkit di awal tahun sebelum dilakukannya interkoneksi pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat dengan sistem Kalimantan Selatan – Tengah akan dimasukkan kedalam modul *fixsys* sebagai pembangkit yang telah beroperasi. Konfigurasi yang didapat dari hasil simulasi sistem Interkoneksi ini tertera pada lampiran 3 atau dapat dilihat pada Gambar 4.7.1 dan Gambar 4.7.2.



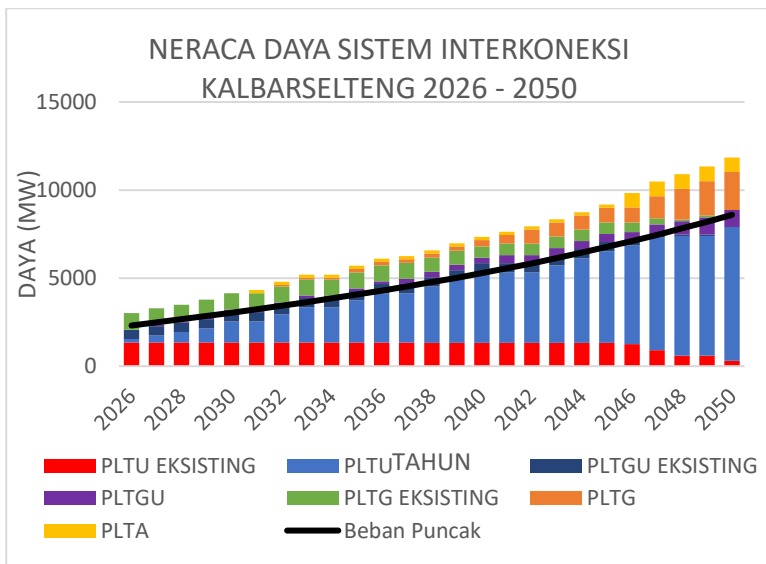
**Gambar 4.7.1** Pengembangan Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng



**Gambar 4.7.2** Pengembangan Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng



Diagram batang diatas menunjukkan konfigurasi terbaik yang didapat dari hasil simulasi. Oleh sebab itu, dari diagram tersebut dapat diambil beberapa kesimpulan bahwa selama masa studi perencanaan pembangkit untuk sistem interkoneksi Kalbarselteng, pembangkit PLTU dengan kelas 50 MW dan 100 MW tidak dibangun lagi selama masa studi interkoneksi. Pembangkit dengan jenis PLTU mendominasi selama masa studi dengan total daya yang dihasilkan sebesar 7600 MW, pembangkit ini nantinya akan digunakan untuk memikul beban dasar. Pembangkit yang digunakan untuk memikul beban menengah adalah pembangkit jenis PLTGU dengan daya total sebesar 975 MW, dan PLTG dengan kapasitas daya total sebesar 2150 MW digunakan untuk memikul beban puncak pada sistem interkoneksi tersebut. Selain itu, pembangkit PLTA dengan kapasitas daya total sebesar 850 MW juga ikut membantu memikul beban puncak yang ada, sehingga total penambahan daya pada sistem interkoneksi Kalbarselteng sebesar 11555 MW dengan beban puncak sebesar 8594.6 MW. Untuk melihat hasil yang lebih jelas, dapat dilihat pada Gambar 4.8.



**Gambar 4.8** Neraca Daya Sistem Interkoneksi Kalbarselteng per pembangkit

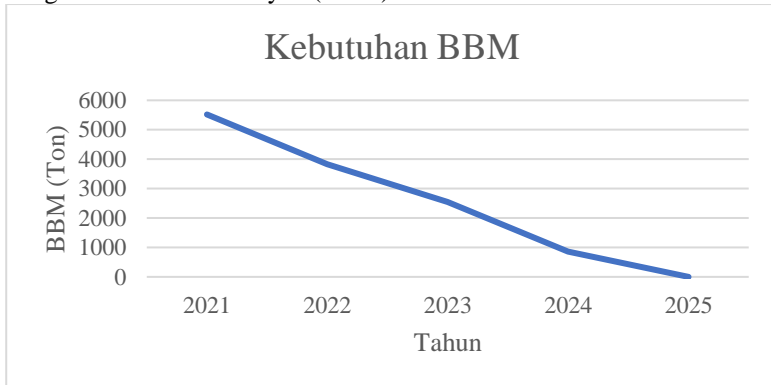
## 4.6 Jaminan ketersediaan Energi

Pembangunan suatu pembangkit sangat berpengaruh terhadap potensi energi primer yang ada, hal ini dilakukan untuk mendapatkan biaya operasional yang lebih murah.

Dengan menggunakan asumsi pembangkit jenis PLTU digunakan sebagai beban dasar, PLTG sebagai beban puncak dan PLTGU sebagai beban menengah, maka kebutuhan energi primer setiap pembangkit yang direncanakan selama tahun 2021 sampai dengan tahun 2050 dapat dilihat pada lampiran 4.

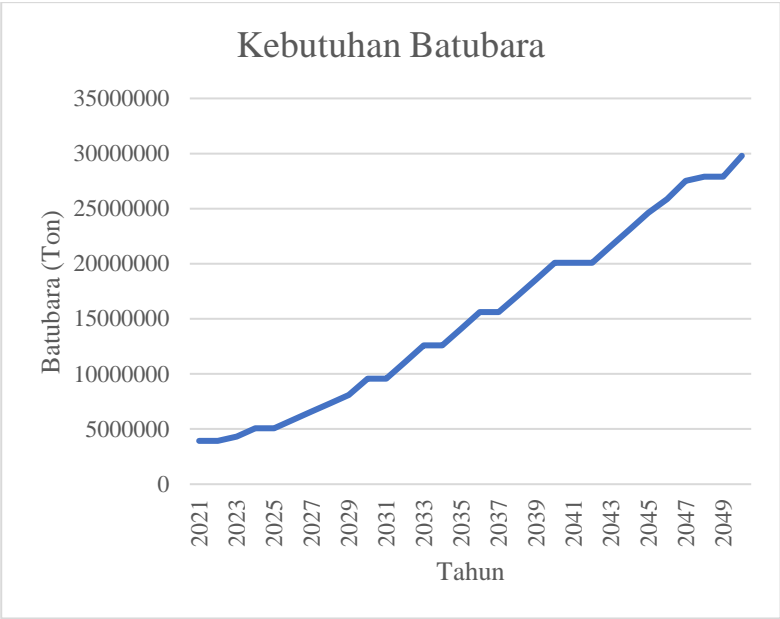
Untuk membangkitkan daya sebesar 11555 MW dibutuhkannya energi primer batubara sebesar 456 juta ton, LNG sebesar 51 juta ton, BBM sebesar 12 ribu ton selama masa studi. Untuk memenuhi kebutuhan sumber energi primer seperti batubara, BBM, dan LNG dapat digunakan potensi energi primer yang ada di provinsi tersebut, namun jika potensi energi primer belum dapat digunakan secara optimal dapat digunakan cadangan sumber energi yang ada pada provinsi Kalimantan selatan dan tengah, dengan cadangan energi batubara sebesar 1.916 juta ton dan cadangan energi untuk LNG dan BBM dapat disuplai dari Provinsi Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTD dan 57,1 TSCF.

Untuk mendapatkan pembangkit yang lebih ekonomis, pembangkit dengan bahan bakar BBM akan di padamkan secepat mungkin. Oleh sebab itu penggunaan pembangkit jenis PLTD akan berakhir pada tahun 2025. Berikut merupakan grafik dari pembangkit dengan bahan bakar minyak (BBM).



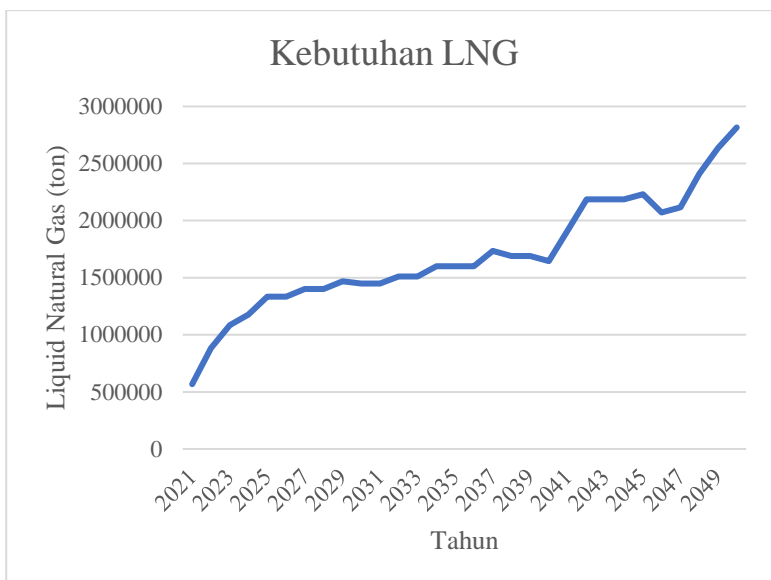
**Gambar 4.9** Kebutuhan Energi Primer BBM sistem kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah

Dikarenakan pembangkit jenis PLTU digunakan untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan lebih ekonomis, maka penggunaan bahan bakar pada pembangkit jenis ini akan terus digunakan. Grafik dari kebutuhan bahan bakar batubara untuk pembangkit PLTU sampai tahun 2050 dapat dilihat pada Gambar 4.10.



**Gambar 4.10** Kebutuhan Energi Primer Batubara Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah

Pembangkit PLTG dapat digunakan untuk memenuhi beban puncak hal tersebut dapat dilihat dari grafik screening curve yang ada pada Gambar 4.4. sehingga penggunaan bahan bakar LNG akan terus dipakai. Grafik untuk kebutuhan bahan bakar LNG dapat dilihat pada Gambar 4.11



**Gambar 4.11** Kebutuhan Energi Primer LNG Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat dan Kalimantan Selatan – Tengah

#### 4.7 Pembangunan Pembangkit per Sistem Kelistrikan Kalbar dan Kalselteng

Hasil dari simulasi perencanaan penambahan pembangkit ini akan dibangun pada wilayah sistem interkoneksi, pembangunan pembangkit ini menggunakan prinsip *regional balance*. Prinsip *regional balance* dilakukan untuk menjaga keseimbangan dari daya yang ada pada sistem, prinsip ini akan digunakan pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat dan sistem kelistrikan Kalimantan Selatan – Tengah sehingga jika terjadinya gangguan pada sistem interkoneksi, sistem kelistrikan tiap provinsi masih mampu untuk mensuplai daya dengan menggunakan pembangkit terpasang yang ada. Rencana pembangunan pembangkit per sistemnya dapat dilihat dari Tabel 4.8.

**Tabel 4.8** Rencana Penempatan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng.

<b>Tahun</b>	<b>Kalbar</b>	<b>Kalselteng</b>
2026	-	PLTU 1x200
2027	-	PLTU 1x200 PLTGU 1x75
2028	-	PLTU 1x200
2029	PLTGU 1x75	PLTU 1x200
2030	-	PLTU 1x400
2031	PLTA 1x180	-
2032	PLTG 1x100	PLTU 1x400
2033	-	PLTU 1x400
2034	PLTG 1x100	-
2035	-	PLTU 1x400
2036	-	PLTU 1x400
2037	-	PLTGU 1x150
2038	-	PLTU 1x400 PLTG 1x50
2039	PLTU 1x400	-
2040	-	PLTU 1x400 PLTG 1x100

<b>Tahun</b>	<b>Kalbar</b>	<b>Kalselteng</b>
2041	PLTG 1x100 PLTG 1x50	PLTGU 1x150
2042	-	PLTG 3x100
2043	PLTU 1x400	-
2044	-	PLTU 1x400
2045	PLTG 1x50	PLTU 1x400
2046	PLTU 1x400	PLTA 1x650 PLTGU 1x150
2047	PLTG 4x100	PLTU 2x400
2048	PLTU 1x400	PLTG 5x100 PLTGU 1x150
2049	PLTGU 1x75	PLTGU 1x150 PLTG 2x100
2050	PLTU 2x400	PLTG 2x100

#### 4.8 Biaya ,Indeks keandalan, dan Reserve Margin Pengembangan Pembangkit Sistem Interkoneksi Kalbarselteng

Biaya – biaya untuk pengembangan pembangkit memiliki beberapa parameter seperti biaya konstruksi, nilai sisa, biaya operasi, dan biaya ENS. Untuk indeks keandalan dari setiap pembangkit akan dibandingkan dengan asumsi yang telah digunakan .

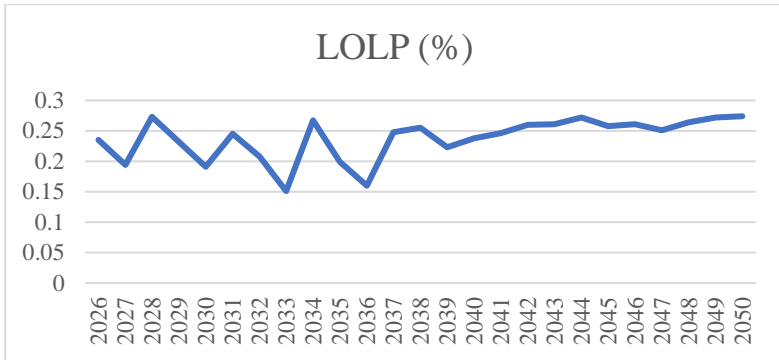
**Tabel 4.9** Biaya dan Indeks Keandalan Pengembangan Pembangkit Sistem Kalbarselteng

Tahun	Biaya Pengembangan Tahunan (K\$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Total Biaya	
2026	300000	11650	746259	1433	1036042	1036042	0,235
2027	332547	14469	735840	1366	1055283	2091325	0,194
2028	266999	16310	729292	1540	981521	3072846	0,273
2029	295966	20108	721575	1462	998896	4071742	0,232
2030	443572	39144	700745	1381	1106554	5178296	0,191
2031	33627	2097	690664	4632	726826	5905122	0,245
2032	394778	47842	673921	4337	1025194	6930315	0,208
2033	372432	52192	662766	3854	986860	7917175	0,151
2034	28234	3355	660409	4767	690054	8607229	0,267
2035	331463	60891	648586	4231	923390	9530619	0,199
2036	312701	65240	638261	3897	889619	10420238	0,16
2037	47411	9227	634048	4544	676776	11097014	0,248
2038	290727	76734	620551	4555	839099	11936113	0,255
2039	262550	78288	610499	4287	799048	12735161	0,223
2040	267592	88508	593701	4346	777131	13512292	0,238

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (K\$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Total Biaya	
2041	66762	22368	594901	4374	643669	14155961	0,246
2042	53142	20131	596044	4435	633490	14789451	0,26
2043	207964	95684	585180	4390	701849	15491300	0,261
2044	196192	100034	574623	4408	675189	16166489	0,272
2045	193350	108810	566303	4280	655123	16821612	0,258
2046	202673	125508	528638	4253	610056	17431668	0,261
2047	382402	261394	517195	4153	642356	18074024	0,251
2048	242817	182019	515419	4191	580408	18654432	0,264
2049	60868	49839	516568	4173	531770	19186202	0,272
2050	298844	272392	504422	4130	535004	19721206	0,274

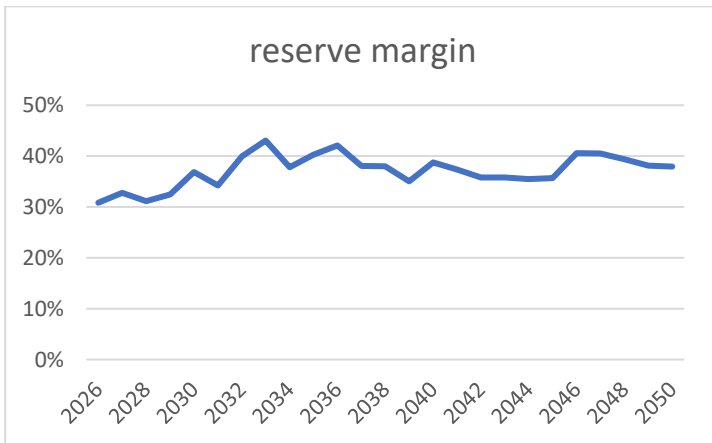
Nilai indeks keandalan pada sistem tergantung dari konfigurasi pengembangan pembangkit yang ada pada sistem tersebut, hasil dari optimasi pengembangan pembangkit akan menghasilkan nilai indeks keandalan yang tidak konstan, hal ini dikarenakan adanya pengaruh dari *reserve margin* dan *force outage ratio* (FOR) dari pembangkit yang ada. Pengaruh dari pemadaman pembangkit eksisting juga dapat mengakibatkan indeks keandalan dari sistem berubah – ubah. Grafik dari indeks keandalan (LOLP) sistem Interkoneksi Kalbarselteng dapat dilihat pada Gambar 4.12.





**Gambar 4.12** Indeks Keandalan Sistem Interkoneksi Kalbarselteng

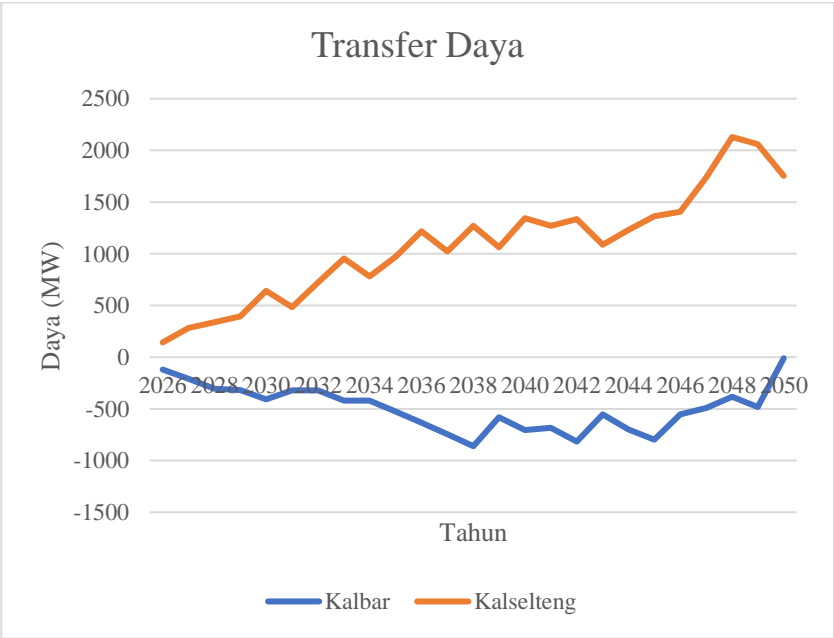
Sedangkan untuk cadangan daya yang dihasilkan dari konfigurasi memenuhi kriteria yaitu 30% - 40%, walaupun pada beberapa tahun ada yang melewati 40% seperti pada tahun 2033 *reserve margin* yang dihasilkan sebesar 43% namun hal ini dapat dikatakan sudah baik karena kenaikan dari *reserve margin* tidak terlalu tinggi dari asumsi yang diberikan, grafik cadangan daya (*reserve margin*) dapat dilihat pada Gambar 4.13



**Gambar 4.13** Reserve Margin Sistem Interkoneksi Kalbarselteng

**4.9 Analisa Transfer Daya Sistem Interkoneksi Kalimantan Selatan – Tengah dan Kalimantan Barat**

Analisa ini dilakukan untuk memperkirakan besarnya daya yang mengalir pada sistem kelistrikan, sehingga dapat ditentukan jenis saluran transmisi yang dapat digunakan. Selain dari daya yang dialirkan keandalan dari masing masing sistem juga harus diperhatikan, sehingga pada saat transfer daya dilakukan tidak mengganggu keandalan sistem kelistrikan yang ada. Rencana transfer daya antar sistem kelistrikan dapat dilihat pada Gambar 4.14



**Gambar 4.14** Grafik kebutuhan daya dan kemampuan transfer daya

Grafik diatas didapat dari perhitungan selisih antara kapasitas total pembangkit dengan beban puncak ditambah dengan reserve margin. Oleh karena itu dapat dilihat bahwa sistem kelistrikan Kalselteng mengalami

kenaikan daya listrik setiap tahunnya, pada tahun 2043 sedikit mengalami penurunan namun tidak sampai kekurangan daya, kondisi ini didapat karena banyaknya pembangkit yang di bangun pada sistem kelistrikan tersebut. Pada sistem kelistrikan kalbar, sepuluh sampai lima belas tahun pertama mengalami kekurangan daya sedangkan pada tahun 2040 daya pada sistem kalbar mengalami kenaikan, pada tahun 2038 sistem kelistrikan kalbar mengalami kekurangan daya hingga mencapai 861 MW sehingga dibutuhkan transfer daya sebesar 900 MW dari sistem Kalselteng, oleh sebab itu untuk mengirimkan daya 900 MW dibutuhkan saluran transmisi 500 kV.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil dari simulasi dan analisi yang telah dikerjakan pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan bahwa:

- Total pengembangan Pembangkit sebelum interkoneksi pada sistem Kalbar adalah 1293.4 MW dengan kapasitas pembangkit PLTU sebesar 250 MW, PLTG sebesar 150 MW dan PLTGU sebesar 150 MW.
- Total pengembangan pembangkit sebelum interkoneksi pada sistem Kalselteng adalah 2096 MW dengan kapasitas pembangkit PLTU sebesar 350 MW, PLTG sebesar 500 MW, dan PLTGU sebesar 375 MW.
- Pengembangan pembangkit sesudah interkoneksi dan menjadi sistem kelistrikan Kalbarselteng sebesar 11,555 MW dengan kapasitas PLTU sebesar 7600 MW, PLTG sebesar 2150 MW, PLTGU sebesar 975 MW, dan PLTA 830 MW.
- Total pengembangan pembangkit setelah interkoneksi adalah 4 unit PLTU 200 MW, 17 unit PLTU 400 MW, 3 unit PLTG 50 MW, 19 unit PLTG 100 MW, 3 unit PLTGU 75 MW, dan 5 unit PLTGU 150 MW, 2 unit PLTA *peaker*.
- Biaya pengembangan pembangkit yang optimum didapat hingga tahun 2050 sebesar 21.790 juta dollar.
- Indeks keandalan sistem pembangkitan yang direncanakan berkisar antara 0,151 sampai 0,274. Keandalan sistem pembangkit paling tinggi terjadi pada tahun 2033 ketika PLTU kelas kapasitas 400 MW masuk ke sistem, hal ini ditandai dengan rendahnya angka indeks keandalan pada tahun tersebut.
- Reserve margin yang dihasilkan berkisar antara 31% sampai 43%

Dengan demikian, hasil optimasi yang dilakukan telah sesuai dengan kriteria perencanaan penambahan pembangkit di suatu sistem kelistrikan.

## **5.2 Saran**

Adapun saran yang perlu dipertimbangkan untuk penelitian selanjutnya adalah:

- Perlu penelitian lebih lanjut terhadap emisi yang dikeluarkan oleh pembangkit dari hasil optimasi yang banyak menggunakan potensi bahan bakar batubara dan gas.
- Perlunya penelitian lebih lanjut dari Pengaruh penambahan pembangkit terhadap potensi energi primer yang ada dan pemilihan saluran transmisi untuk menghantarkan daya yang besar.
- Perlunya studi lebih lanjut tentang total biaya yang dihasilkan untuk membangun saluran transmisi yang akan digunakan.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] D. K. I. d. ESDM, "Statistik ketenaga listrikan " vol. 30, 2017.
- [2] k. ESDM, "Rancangan Umum Ketenagalistrikan Nasional 2015-2034," 2015.
- [3] k. ESDM, "Peta Potensi Energi Nasional Provinsi Kalimantan selatan - tengah."
- [4] A. J. Rayo, "STUDI POTENSI PEMANFAATAN AIR SUNGAI LOKOTUA UNTUK PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA *MIKROHIDRO* 60 KW DI DESA BUNTUSAREK, KECAMATAN BELOPA, KABUPATEN LUWU, SULAWESI SELATAN."
- [5] Marsudi, Djiteng, "Pembangkitan Energi Listrik Edisi dua". Jakarta: Penerbit Erlangga; 2011.
- [6] ] Marsudi, Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik". Jakarta: Penerbit Graha Ilmu; 2006.
- [7] J. Tupalessy, R. N. Hasanah, H. Suyono, "Perencanaan Sistem Interkoneksi Jaringan Listrik Kabel Bawah Laut di Provinsi Maluku" vol.9, no. 1 ,2015.
- [8] k. ESDM, "Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2018-2027," 2018.
- [9] A. E. S. Budi. "ANALISIS PEMBANGUNAN PLTU BATUBARA 3 BANGKA BELITUNG 2X30 MW DI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG DAN PENGARUHNYA TERHADAP TARIF LISTRIK REGIONAL BANGKA BELITUNG" ITS, 2008
- [10] I. A. E. Agency, "Wien Automatic System Planning (WASP) Package". Vienna: International Atomic Energy Agency, 2000.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---



## LAMPIRAN

### Lampiran 1 data Beban dari tahun 2021 sampai 2050

tahun	Kalbar		Kalselteng		Interkoneksi Kalbarselteng	
	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)
2021	3210	547	5813	986	9023	1533
2022	3568	607	6350	1069	9918	1676
2023	3926	667	6926	1158	10852	1825
2024	4304	730	7521	1250	11825	1979
2025	4710	797	8154	1346	12863	2143
2026	5108	863	8801	1447	13909	2310
2027	5527	932	9479	1552	15005	2484
2028	5970	1005	10176	1661	16146	2666
2029	6393	1074	10898	1774	17291	2848
2030	6816	1143	11646	1890	18462	3033
2031	7257	1215	12422	2012	19679	3227
2032	7720	1290	13227	2137	20946	3427
2033	8194	1367	14056	2266	22251	3633
2034	8677	1445	14917	2399	23594	3844
2035	9177	1526	15808	2536	24986	4062
2036	9695	1609	16730	2681	26425	4290
2037	10227	1694	17685	2831	27912	4525
2038	10783	1783	18674	2986	29458	4769
2039	11358	1875	19701	3147	31059	5022
2040	11955	1970	20774	3314	32730	5285
2041	12576	2069	21888	3488	34463	5557

tahun	Kalbar		Kalselteng		Interkoneksi Kalbarselteng	
	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)	Energi Produksi (GWh)	Beban (MW)
2042	13221	2171	23051	3669	36272	5841
2043	13894	2278	24268	3859	38162	6137
2044	14596	2389	25544	4057	40139	6446
2045	15327	2504	26878	4264	42205	6769
2046	16089	2624	28277	4481	44366	7106
2047	16881	2749	29740	4708	46622	7457
2048	17704	2878	31272	4945	48976	7823
2049	18552	3011	32867	5192	51420	8202
2050	19433	3148	34518	5447	53951	8595

## Lampiran 2 Data Load Duration Curve Kalimantan Tahun 2014

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
1	0,01	1	0,01	1	0,01	1	0,01
0,95	0,02	0,96	0,02	0,95	0,02	0,95	0,02
0,92	0,03	0,93	0,03	0,92	0,03	0,92	0,03
0,90	0,04	0,92	0,04	0,91	0,04	0,91	0,04
0,88	0,06	0,90	0,05	0,89	0,05	0,89	0,05
0,87	0,07	0,89	0,07	0,88	0,07	0,88	0,07
0,86	0,08	0,87	0,08	0,86	0,08	0,86	0,08
0,85	0,09	0,86	0,09	0,85	0,09	0,86	0,09
0,84	0,10	0,85	0,10	0,85	0,10	0,85	0,10
0,83	0,11	0,84	0,11	0,83	0,11	0,83	0,11
0,82	0,12	0,83	0,12	0,83	0,12	0,83	0,12
0,81	0,13	0,82	0,13	0,82	0,13	0,82	0,13
0,80	0,14	0,81	0,14	0,81	0,14	0,81	0,14
0,79	0,16	0,80	0,15	0,80	0,15	0,80	0,15
0,79	0,17	0,80	0,16	0,80	0,16	0,80	0,16
0,78	0,18	0,79	0,18	0,79	0,17	0,79	0,17
0,78	0,19	0,79	0,19	0,79	0,18	0,79	0,18
0,77	0,20	0,78	0,20	0,78	0,20	0,78	0,20
0,77	0,21	0,78	0,21	0,78	0,21	0,78	0,21
0,77	0,22	0,78	0,22	0,78	0,22	0,78	0,22
0,76	0,23	0,77	0,23	0,77	0,23	0,77	0,23
0,76	0,24	0,77	0,24	0,77	0,24	0,77	0,24
0,76	0,26	0,77	0,25	0,77	0,25	0,77	0,25
0,76	0,27	0,76	0,26	0,76	0,26	0,76	0,26

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,75	0,28	0,76	0,27	0,76	0,27	0,76	0,27
0,75	0,29	0,75	0,29	0,76	0,28	0,76	0,28
0,75	0,30	0,75	0,30	0,75	0,29	0,76	0,29
0,74	0,31	0,75	0,31	0,75	0,30	0,75	0,30
0,74	0,32	0,74	0,32	0,75	0,32	0,75	0,32
0,74	0,33	0,74	0,33	0,75	0,33	0,75	0,33
0,73	0,34	0,74	0,34	0,74	0,34	0,74	0,34
0,73	0,36	0,74	0,35	0,74	0,35	0,74	0,35
0,73	0,37	0,74	0,36	0,74	0,36	0,74	0,36
0,73	0,38	0,73	0,37	0,74	0,37	0,74	0,37
0,72	0,39	0,73	0,38	0,73	0,38	0,73	0,38
0,72	0,40	0,72	0,40	0,73	0,39	0,73	0,39
0,71	0,41	0,72	0,41	0,73	0,40	0,73	0,40
0,71	0,42	0,72	0,42	0,72	0,41	0,72	0,41
0,70	0,43	0,71	0,43	0,72	0,42	0,72	0,42
0,70	0,44	0,71	0,44	0,72	0,43	0,72	0,43
0,70	0,46	0,71	0,45	0,72	0,45	0,71	0,45
0,70	0,47	0,71	0,46	0,71	0,46	0,71	0,46
0,70	0,48	0,71	0,47	0,71	0,47	0,71	0,47
0,70	0,49	0,71	0,48	0,71	0,48	0,71	0,48
0,69	0,50	0,70	0,49	0,71	0,49	0,71	0,49
0,69	0,51	0,70	0,51	0,71	0,50	0,70	0,50
0,69	0,52	0,70	0,52	0,70	0,51	0,70	0,51
0,68	0,53	0,70	0,53	0,70	0,52	0,70	0,52
0,68	0,54	0,69	0,54	0,70	0,53	0,69	0,53

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,68	0,56	0,69	0,55	0,70	0,54	0,69	0,54
0,67	0,57	0,69	0,56	0,69	0,55	0,69	0,55
0,67	0,58	0,68	0,57	0,69	0,57	0,69	0,57
0,67	0,59	0,68	0,58	0,69	0,58	0,68	0,58
0,67	0,60	0,68	0,59	0,69	0,59	0,68	0,59
0,66	0,61	0,68	0,60	0,69	0,60	0,68	0,60
0,66	0,62	0,68	0,62	0,69	0,61	0,68	0,61
0,66	0,63	0,68	0,63	0,68	0,62	0,68	0,62
0,65	0,64	0,68	0,64	0,68	0,63	0,67	0,63
0,65	0,66	0,67	0,65	0,68	0,64	0,67	0,64
0,65	0,67	0,67	0,66	0,67	0,65	0,67	0,65
0,65	0,68	0,67	0,67	0,67	0,66	0,66	0,66
0,64	0,69	0,66	0,68	0,66	0,67	0,66	0,67
0,63	0,70	0,65	0,69	0,66	0,68	0,66	0,68
0,63	0,71	0,65	0,70	0,66	0,70	0,66	0,70
0,63	0,72	0,65	0,71	0,65	0,71	0,65	0,71
0,62	0,73	0,65	0,73	0,65	0,72	0,65	0,72
0,62	0,74	0,65	0,74	0,65	0,73	0,65	0,73
0,61	0,76	0,65	0,75	0,65	0,74	0,65	0,74
0,61	0,77	0,64	0,76	0,64	0,75	0,64	0,75
0,60	0,78	0,64	0,77	0,64	0,76	0,64	0,76
0,60	0,79	0,63	0,78	0,64	0,77	0,64	0,77
0,59	0,80	0,63	0,79	0,63	0,78	0,63	0,78
0,59	0,81	0,63	0,80	0,62	0,79	0,63	0,79
0,58	0,82	0,62	0,81	0,62	0,80	0,62	0,80

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0,57	0,83	0,61	0,82	0,61	0,82	0,61	0,82
0,57	0,84	0,61	0,84	0,61	0,83	0,61	0,83
0,57	0,86	0,60	0,85	0,60	0,84	0,61	0,84
0,56	0,87	0,60	0,86	0,60	0,85	0,60	0,85
0,56	0,88	0,60	0,87	0,60	0,86	0,60	0,86
0,55	0,89	0,59	0,88	0,60	0,87	0,59	0,87
0,55	0,90	0,59	0,89	0,59	0,88	0,59	0,88
0,54	0,91	0,58	0,90	0,58	0,89	0,58	0,89
0,53	0,92	0,57	0,91	0,58	0,90	0,57	0,90
0,52	0,93	0,56	0,92	0,56	0,91	0,56	0,91
0,51	0,94	0,55	0,93	0,55	0,92	0,55	0,92
0,50	0,96	0,54	0,95	0,54	0,93	0,54	0,93
0,48	0,97	0,53	0,96	0,53	0,95	0,53	0,95
0,45	0,98	0,50	0,97	0,50	0,96	0,51	0,96
0,42	0,99	0,48	0,98	0,48	0,97	0,49	0,97
0,33	1,00	0,44	0,99	0,46	0,98	0,47	0,98
		0,40	1,00	0,42	0,99	0,44	0,99
				0,37	1,00	0,38	1,00

### Lampiran 3 Data Penambahan Kapasitas Pembangkit per Tahun

Tahun	Kelas Kapasitas Pembangkit										Total (MW)
	PLTU (MW)				PLTG (MW)		PLTGU (MW)		PLTA (MW)		
	50	100	200	400	50	100	75	150	180	650	
2026			1								200
2027			1				1				275
2028			1								200
2029			1				1				275
2030				1							400
2031						1			1		180
2032				1							500
2033				1							400
2034						1					100
2035				1							400
2036				1							400
2037								1			150
2038				1	1						450
2039				1							400
2040				1		1					500
2041					1	1		1			300
2042						3					300
2043				1							400
2044				1							400

Tahun	Kelas Kapasitas Pembangkit										Total (MW)
	PLTU (MW)				PLTG (MW)		PLTGU (MW)		PLTA (MW)		
	50	100	200	400	50	100	75	150	180	650	
2045				1	1						450
2046				1				1		1	1200
2047				2		4					1200
2048				1		5		1			1050
2049						2	1	1			425
2050				2		2					1000
Total	0	0	4	17	3	20	1	5			11555



**Lampiran 4 Kebutuhan Energi primer tahun 2021 – 2050**

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG/GU	BBM	Batubara	LNG
2021	1042	538,5	630	5519,625	3930069,72	567648,9
2022	1042	373,5	980	3828,375	3930069,72	883009,4
2023	1142	248,3	1205	2545,075	4307235,72	1085741,15
2024	1342	84,05	1305	861,5125	5061567,72	1175844,15
2025	1342	0	1480	0	5061567,72	1333524,4
2026	1542	0	1480	0	5815899,72	1333524,4
2027	1742	0	1555	0	6570231,72	1401101,65
2028	1942	0	1555	0	7324563,72	1401101,65
2029	2142	0	1630	0	8078895,72	1468678,9
2030	2542	0	1609	0	9587559,72	1449757,27
2031	2542	0	1609	0	9587559,72	1449757,27
2032	2942	0	1675	0	11096223,72	1509225,25
2033	3342	0	1675	0	12604887,72	1509225,25
2034	3342	0	1775	0	12604887,72	1599328,25
2035	3742	0	1775	0	14113551,72	1599328,25
2036	4142	0	1775	0	15622215,72	1599328,25

Tahun	Kapasitas per Jenis Pembangkit (MW)			Kebutuhan Bahan Bakar (Ton)		
	PLTU	PLTD	PLTG/GU	BBM	Batubara	LNG
2037	4142	0	1925	0	15622215,72	1734482,75
2038	4528	0	1875	0	17078076,48	1689431,25
2039	4928	0	1875	0	18586740,48	1689431,25
2040	5328	0	1825	0	20095404,48	1644379,75
2041	5328	0	2125	0	20095404,48	1914688,75
2042	5328	0	2425	0	20095404,48	2184997,75
2043	5728	0	2425	0	21604068,48	2184997,75
2044	6128	0	2425	0	23112732,48	2184997,75
2045	6528	0	2475	0	24621396,48	2230049,25
2046	6858	0	2300	0	25866044,28	2072369
2047	7300	0	2350	0	27533118	2117420,5
2048	7400	0	2675	0	27910284	2410255,25
2049	7400	0	2925	0	27910284	2635512,75
2050	7900	0	3125	0	29796114	2815718,75
<b>Total Kebutuhan Bahan Bakar</b>				12754,59	455224275,36	50874856,89

## Lampiran 5 Nomenklatur

$UI_k$	= Biaya Investasi perunit $k$ pembangkit ( $\frac{\$}{kW}$ )
$MW_k$	= Kapasitas unit $k$ pembangkit (MW)
$\delta_{k,t}$	= Faktor salvage value unit $k$ pada tahun $t$
$i$	= Suku bunga
$t'$	= $t + t_0 - 1$
$T'$	= $T + t_0$
$T$	= Jumlah periode perencanaan
$t$	= Tahun perencanaan ke – $t$
$t_0$	= Jumlah tahun referensi perencanaan
$UFO\&M_l$	= O&M fix per unit pembangkit ( $\frac{\$}{kWh}$ )
$UVO\&M_l$	= O&M Variable per unit pembangkit ( $\frac{\$}{MWh}$ )
$G_{l,t}$	= Jumlah energi listrik yang diproduksi (kWh)
$N_{t,h}$	= Jumlah energi not serve (kWh)
$EA_t$	= Jumlah energy demand sistem pada tahun $t$
$P$	= daya [kW]
$H$	= tinggi terjun air [m]
$q$	= debit air [m <sup>3</sup> /detik]
$\eta$	= efisiensi turbin bersama generator
$k$	= konstanta
BPP	= biaya pokok pembangkitan (\$/kW-year)
O&M fix	= biaya pemeliharaan tetap (\$/kW-month)
O&M variable	= biaya pemeliharaan variable (\$/MWh)
FC	= Biaya bahan bakar (\$/MWh)
CRF	= <i>Capital Recovery Factor</i>
$i$	= suku bunga (%)
$T$	= <i>Lifetime</i> pembangkit

---Halaman ini sengaja dikosongkan--

## BIOGRAFI PENULIS



Zainal Muttaqin, lahir di Sigli pada tanggal 22 mei 1996, Aceh. Penulis merupakan putra pertama dari 3 bersaudara. Anak dari pasangan Ilyas dan Rakhmani ini memulai jenjang pendidikan pada MIN 1 Banda Aceh, SMP 6 Banda Aceh, dan SMAN 10 Fajar Harapan Banda Aceh hingga pada tahun 2014. Selanjutnya penulis melanjutkan studi pada jenjang perguruan tinggi di department Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Selama masa kuliah penulis aktif pada organisasi luar kampus dengan bergabung bersama PMKTR ( Pelajar Mahasiswa Kekeluargaan Tanah Rencong) selama tahun 2015 hingga 2018. Penulis juga pernah mengikuti beberapa organisasi lainnya, seperti SAGOE (Sanggar Aneuk Nanggroe), Panitia IBL rektor cup, Panitia ITS EXPO. Penulis dapat dihubungi melalui email: [Zainal.mttqn22@gmail.com](mailto:Zainal.mttqn22@gmail.com)